国金证券 SINOLINK SECURITIES

2026 年 11 月 23 日

电力设备与新能源行业研究

买入（维持评级）

行业深度研究

证券研究报告

新能源与电力设备组
分析师：姚遥（执业 S1130512080001）
yaoy@gjzq.com.cn
分析师：宇文甸（执业 S1130522010005）
yuwendian@gjzq.com.cn

储能行业 2027 年度策略：全球需求拓新局，盈利兑现见真章

投资逻辑：

全球储能需求延续高增长，行业发展由政策驱动逐步转向电力系统灵活性需求与项目经济性共同驱动。我们预计 2026/2027 年全球储能新增装机 430/595GWh，同比+40%/+38%。新能源装机持续增长、电力负荷提升及电网调节需求增加，共同推动全球储能市场扩容，国内、欧美及新兴市场有望形成多区域共振。

中国：预计 2027 年储能新增装机 241GWh，同比增长约 20%。随着新能源上网电价市场化改革推进，储能需求逐步由强制配储向市场化配置转型。容量电价机制及电力市场交易机制持续完善，有望改善独立储能项目收益预期，提升项目投资积极性。随着新能源消纳、电力调峰及电网辅助服务需求增加，国内储能市场有望保持较快增长。

美国：预计 2027 年储能新增装机 90GWh，同比增长约 22%。AI 数据中心、制造业扩张及新能源并网带动电力需求增长，电网可靠性及灵活性需求持续提升，大储项目储备较为充足。但贸易政策、税收优惠资格及供应链本土化要求趋严，海外市场竞争逐步由产品价格转向供应链布局、合规能力及项目交付能力，具备全球化制造和本地化运营能力的企业有望获得更多竞争优势。

欧洲/其他地区：预计 2027 年储能新增装机 77/187GWh，同比增长约 49%/80%。欧洲新能源渗透率提升及电力市场价格波动，为大储套利和系统调节创造需求，英国、意大利等市场项目机制逐步完善；户储方面，欧洲居民购售电价差仍具备经济性基础。澳大利亚、智利、印度等新兴市场前期项目储备充足，随着建设及并网进度加快，有望逐步进入集中交付阶段，成为全球储能需求的重要增量来源。

大储盈利：成本改善有望推动系统集成商盈利修复。2026 年头部企业储能业务盈利承压，主要受到前期高成本电芯采购、项目确收周期及出口退税调整等因素影响。随着碳酸锂价格回落逐步传导至电芯采购成本，前期高成本订单陆续消化，低成本采购批次进入交付及确收阶段，系统集成商单位盈利有望逐步改善。

户储：系统降本与多元应用场景支撑需求增长。全球户储需求正由欧洲单一区域驱动向多区域经济性驱动转变。德国购售电价差支撑光伏配储经济性，澳大利亚系统降本有望部分对冲补贴退坡，亚非拉部分弱电网市场则受益于备用供电及柴油替代需求。我们认为，2027 年全球户储需求仍具备增长基础，但不同区域政策、终端经济性及渠道库存差异将带来企业经营表现分化。

投资建议

全球大储增长趋势明确，重点看好海外出货占比高、具备全球渠道布局、垂直一体化制造能力及良好可融资性的头部储能系统集成商，以及在构网型技术和系统控制方面具备优势的 PCS 企业。户储&逆变器方面，新兴市场增长逻辑不改，看好产品及渠道优势明显的龙头企业。重点推荐：**阳光电源、德业股份**，建议关注：**阿特斯、盛弘股份，**相关标的：**思格新能**。

风险提示

全球储能新增装机不及预期；海外贸易政策及本土化要求变化；储能项目招标、建设及并网进度不及预期；电力市场及容量补偿机制落地不及预期；原材料价格波动及行业竞争加剧导致盈利能力下滑等。

内容目录

1、需求：中美欧大储增长趋势延续，新兴市场项目交付有望加速 5
1.1 中国：容量电价机制逐步完善，独立储能需求有望持续释放 6
1.2 美国：电力需求增长支撑大储扩张，贸易与本土化政策重塑供应链 8
1.3 欧洲：大储持续放量，户储修复与工商储增长并行 10
1.4 新兴市场：前期订单进入集中交付期，储能需求有望持续高增 15
2、行情复盘：从景气预期到盈利兑现，核心标的进入分化阶段 20
2.1 阳光电源：从海外储能高增长重估，到盈利兑现与政策风险再定价 20
2.2 德业股份：从海外需求与盈利共振重估，到高增长兑现后的估值再平衡 22
3、大储：政策与成本两大变量，寻找龙头盈利修复的触发点 24
3.1 美国政策：需求支持与供应链约束并行，关注市场准入及订单影响 24
3.2 成本变化：锂价回落叠加退税调整，项目毛利率修复存在时滞 25
3.3 盈利敏感性：电芯降本打开利润修复空间，降本兑现与项目确收决定兑现幅度 26
4、户储：聚焦区域政策与用能经济性，把握细分市场变化 28
4.1 区域变化：欧洲自发自用、澳洲补贴及新兴市场备电需求形成差异化驱动 28
4.2 经济性测算：购售电价差、补贴及柴油替代成本决定回收期 29
5、投资建议 32
6、风险提示 32

图表目录

图表 1：2026 年碳酸锂价格冲高后明显回落（万元/吨） 5
图表 2：储能型磷酸铁锂价格近期有所回落（万元/吨） 5
图表 3：国内 2 小时储能系统报价整体处于低位波动区间（元/Wh） 5
图表 4：美国大储系统价格较 2023 年明显下降，2026Q2 降至 916 美元/kW（千美元/kW） 5
图表 5：预计 2026/2027 年全球储能新增装机 430/595GWh，同比+40%/+38% 6
图表 6：截至 26Q3，国内新型储能投运规模达 435GWh 6
图表 7：2026 年 9 月新增储能装机 4.3GW/14.1GWh 6
图表 8：2026 年 9 月新增运行项目以独立储能为主 7
图表 9：2026H1 独立储能平均利用小时数同比提升 7
图表 10：各地独立储能容量电价及补偿机制逐步落地，补偿标准与考核方式存在差异 8
图表 11：26H1 美国新增储能装机 8.7GW，同比+11% 9
图表 12：26H1 美国新增储能装机 27.3GWh，同比+29% 9
图表 13：26/9 美国大储装机新增 1.51GW，同比+51% 9
图表 14：26/9 美国大储装机新增 3.43GWh，同比+43% 9

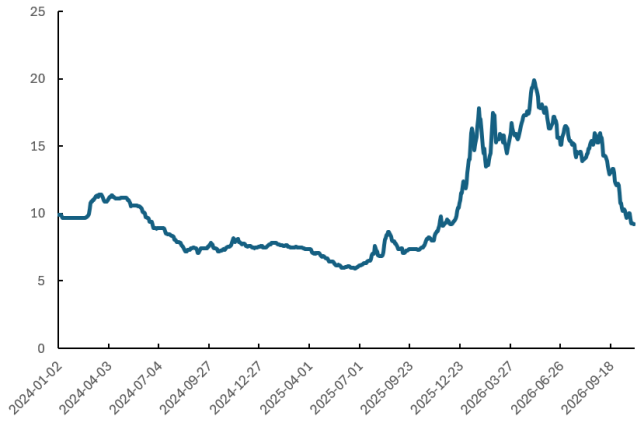
图表 15：26H1 户储市场呈现先冲高后放缓的走势（MW） 10
图表 16：光储产品贷款利率持续处于高位（%） 10
图表 17：截至 26 年 9 月美国项目储备充足，2027 年潜在储备项目规模达 26.8GW 10
图表 18：2026 年欧洲储能新增装机有望达 52GWh 11
图表 19：大储逐渐成为欧洲储能主要增长场景（GWh） 11
图表 20：2026 年欧洲各国居民电价出现明显上涨（欧分/kWh） 11
图表 21：1-9 月德国户储新增装机 2.3GW，同比+12.3% 12
图表 22：1-9 月德国户储新增装机 3.5GWh，同比+11.4% 12
图表 23：2026 年德国风光发电占比总体提升（%） 12
图表 24：26H1 德国负电价总小时数同比下降 25%（h） 12
图表 25：2026 年德国大储收益改善主要体现在长时储能领域，4h 系统展现出更强的收益韧性（千欧元/MW/year） 13
图表 26：前三季度英国大储新增功率规模同比+10% 13
图表 27：前三季度英国大储新增能量规模同比+8% 13
图表 28：2026 年 10 月英国大储年化收入约 9.3 万英镑/MW，同比+17% 14
图表 29：英国日前市场日均价差维持较高水平（英镑/MWh） 14
图表 30：英国风光发电占比持续提升 14
图表 31：截至 2026 年 10 月，英国在建储能项目达 9.1GW/19GWh，支撑未来装机增长 15
图表 32：26Q2 意大利新增储能装机同比约-68%/-82% 15
图表 33：2026 上半年意大利新增储能以分布式储能为主 15
图表 34：澳大利亚大储午间充电、晚间放电规模明显提升 16
图表 35：澳大利亚煤电装机逐步退役 16
图表 36：2026H1 澳大利亚新增投运大储容量达 7.1GWh，超过 2025 年全年（单位：MWh） 17
图表 37：截至 2026 年 10 月底 AEMO 项目数据库显示 2027 年完成财务承诺的项目规模约 14.6GWh（单位：MWh） 17
图表 38：截止到 9 月，2026 年智利可再生能源弃电量累计约为 3.55TWh 18
图表 39：智利目前在建储能项目规模达 22.12GWh 18
图表 40：智利储能项目储备结构：绝大部分为光伏配储项目 19
图表 41：2026 年上半年印度新增储能装机 8200MWh，实际投运规模明显提速（MWh） 19
图表 42：印度储能项目储备充裕，截至 26 年 9 月在建项目达到 79GWh 20
图表 43：924 以来阳光电源股价经历海外储能成长重估与盈利预期调整 21
图表 44：公司储能业务 2024-2025 年在收入高速增长的同时维持较高盈利水平 21
图表 45：公司 2026 年以前境外营收保持增长，占比不断提升 21
图表 46：公司毛利率于 26Q3 出现下降 22
图表 47：从 25Q4 开始公司盈利压力进一步显现 22

图表 48：924 以来德业股股价表现与当期业绩相关性更大，估值在 20 倍上下波动 23
图表 49：德业股份收入规模持续扩张，2026 年前三季度营收同比增长 94% 24
图表 50：2026 年德业股份单季度收入及利润高增，毛利率有所回落 24
图表 51：美国储能政策呈现需求激励、本土制造支持与供应链安全约束并行的特征 24
图表 52：海外储能项目从签单至确认收入一般需要 6-9 个月 25
图表 53：碳酸锂价格波动影响储能系统盈利，成本传导存在一定时滞 26
图表 54：2026Q3 碳酸锂价格回落，但储能系统毛利率进一步下降 26
图表 55：假设 2027 年系统售价在中性情景下，锂价变动对毛利率的影响 27
图表 56：假设 2027 年系统售价在中性情景下，低成本采购批次确收占比提升对毛利率的影响 28
图表 57：德国居民平均购电价格明显高于光伏余电上网补偿（欧分/kWh） 28
图表 58：澳洲补贴调整前后，电池安装容量结构明显变化 29
图表 59：2026—2027 年澳洲户储 STC 补贴系数持续退坡 29
图表 60：德国存量光伏加装 10kWh 电池：回收期对购电价与装机电价的敏感性 30
图表 61：2026-2027 年澳洲户储 STC 补贴持续退坡，不同容量系统可获证书数量下降（张） 31
图表 62：澳大利亚：系统容量档位与 STC 退坡对不同电池容量系统回收期的影响 31
图表 63：巴基斯坦：自发自用型与备电（柴油替代）型的年节省与回收期 31
图表 64：储能相关公司估值表（截至 2026 年 11 月 24 日） 32

1、需求：中美欧大储增长趋势延续，新兴市场项目交付有望加速

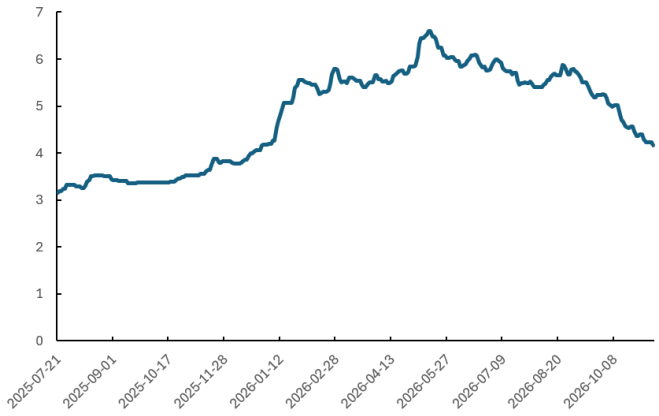
2026 年储能产业链价格由此前持续下行转向原材料阶段性上涨、系统报价低位波动，储能项目建设成本整体仍处于相对较低水平。受上游锂盐供需变化影响，2026 年电池级碳酸锂价格一度于 5 月升至 20 万元/吨附近，随后逐步回落；储能型磷酸铁锂正极材料价格亦呈现先涨后跌趋势。与原材料价格大幅波动相比，储能系统报价变动相对平缓。据寻熵研究院统计，2026 年上半年国内 2 小时储能系统平均报价为 0.637 元/Wh，较 2025 年全年均价上涨 14%，但二季度上涨趋势明显放缓；截至 9 月，2 小时储能系统报价已回落至 0.6 元/Wh 左右。海外方面，根据 Wood Mackenzie 统计，2026Q2 美国公用事业级储能系统价格为 916 美元/kW，同比下降 2%，相比 2023 年初的价格水平已明显降低。我们认为，经过过去几年产业链降本，储能项目经济性已得到改善，但 2026 年原材料价格波动表明，未来储能成本难以延续此前单边快速下降的趋势，项目投资收益将更加依赖电力市场机制、系统效率及实际运营水平。

图表 1：2026 年碳酸锂价格冲高后明显回落（万元/吨）



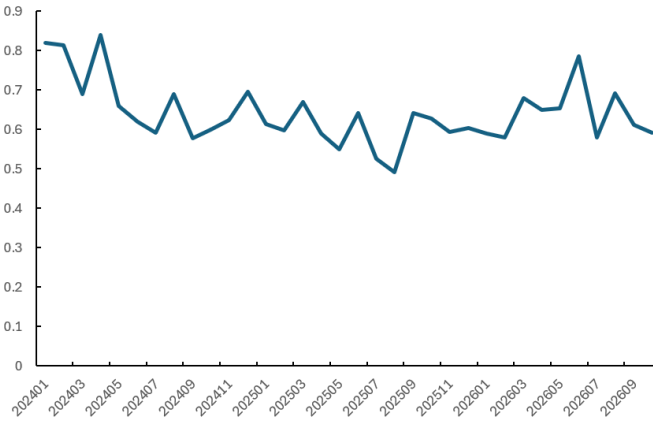
来源：Choice，国金证券研究所

图表 2：储能型磷酸铁锂价格近期有所回落（万元/吨）



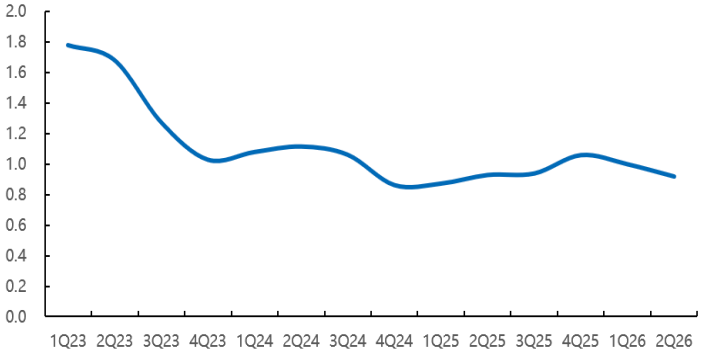
来源：Choice，国金证券研究所

图表 3：国内 2 小时储能系统报价整体处于低位波动区间（元/Wh）



来源：寻熵产业研究院，国金证券研究所

图表 4：美国大储系统价格较 2023 年明显下降，2026Q2 降至 916 美元/kW（千美元/kW）



来源：Woodmac，国金证券研究所

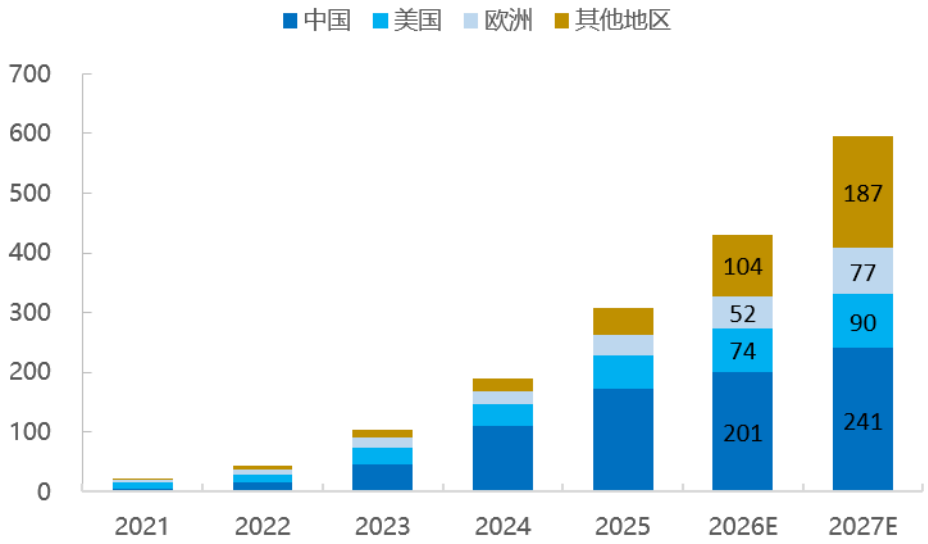
预计 2027 年全球储能新增装机 595GWh，同比增长约 38%。尽管部分市场储能配套政策调整、贸易壁垒及供应链本地化要求带来一定不确定性，但在新能源渗透率提升、电力需求增长及储能应用场景拓展的推动下，全球储能需求仍保持旺盛。分区域来看，中国、美国和欧洲仍为核心市场，印度及澳大利亚等多个国家加快起量，中东、拉美等新兴市场也有望逐步贡献增量，我们预计 2026/2027 年全球储能新增装机 430/595GWh，同比+40%/+38%。

- 中国：预计 2027 年储能新增装机 241GWh，同比增长约 20%。储能收益机制逐步完善，

项目建设由政策推动向市场化需求驱动转变，独立储能有望继续贡献主要增量。

- 美国：预计 2027 年储能新增装机 90GWh，同比增长约 22%。AI 数据中心用电增长及新能源并网带来新增调节需求，支撑大储项目建设，但贸易政策及供应链本土化要求仍可能影响项目推进节奏。
- 欧洲：预计 2027 年储能新增装机 77GWh，同比增长约 49%。风光发电占比提升带动电力系统调节需求，大储项目建设有望加快；居民电价上涨改善户储经济性，推动分布式储能需求释放。
- 新兴市场及其他地区：预计 2027 年储能新增装机 187GWh，同比增长约 80%。澳大利亚、中东及智利等市场的大储项目陆续进入交付阶段，有望成为全球储能装机增长的重要来源。

图表 5：预计 2026/2027 年全球储能新增装机 430/595GWh，同比+40%/+38%

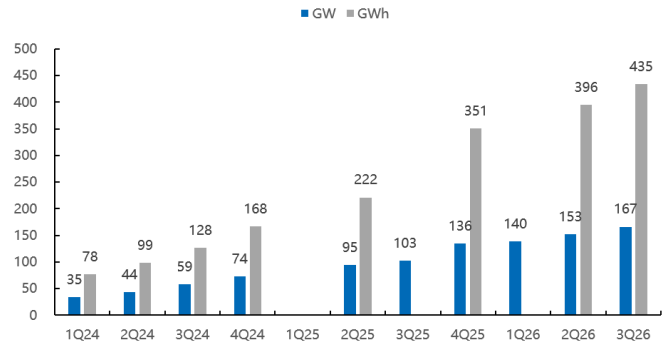


来源：储能领跑者联盟(EESA)，BloombergNEF，SolarPower Europe，美国能源信息署(EIA)，中关村储能产业技术联盟(CNESA)，澳大利亚清洁能源委员会（CEC），国金证券研究所

1.1 中国：容量电价机制逐步完善，独立储能需求有望持续释放

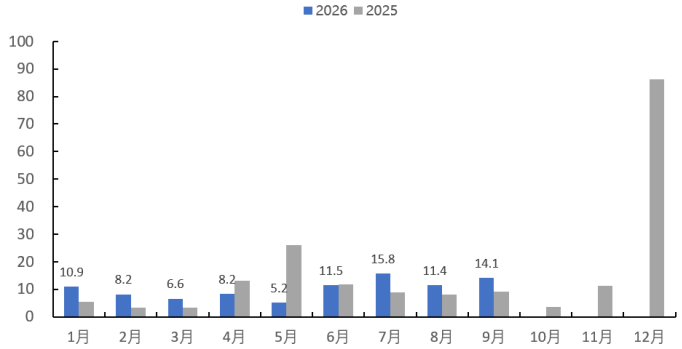
国内新型储能装机规模持续扩张，上半年新增投运阶段性放缓，三季度项目投运有所回暖。据国家能源局统计，截至 2026 年 9 月底，全国已建成投运新型储能规模达到 167GW/435GWh，较 2025 年底的 136GW/351GWh 有所增长，平均储能时长达到 2.61 小时。从新增投运来看，据 CNESA DataLink 不完全统计，2026 年上半年国内新型储能新增投运 21.81GW/58.60GWh，同比分别下降 18%/16%；前三季度累计新增 35.30GW/102.31GWh，功率规模同比下降 3%，能量规模同比增长 6%。三季度项目投运有所回暖，前三季度新增功率规模同比降幅收窄，新增能量规模实现正增长，反映市场逐步修复及新增项目储能时长提升。

图表 6：截至 26Q3，国内新型储能投运规模达 435GWh



来源：国家能源局，国金证券研究所；注：数据来源国家能源局季度新闻发布会，

图表 7：2026 年 9 月新增储能装机 4.3GW/14.1GWh



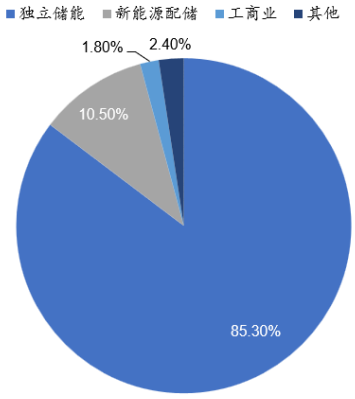
来源：CNESA，国金证券研究所；注：数据为 CNESA 不完全统计，部分项目遗漏

部分季度未揭露　　或导致较实际装机数据略低；单位：GWh

强制配储政策退出后，独立储能逐步成为国内新型储能装机的重要支撑，项目收益机制完善成为影响市场需求的关键。2025 年 2 月，国家发改委、国家能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号），明确不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件，标志国内储能需求逐步由政策性强制配置向市场化驱动转型。根据国家能源局统计，2025 年全国独立储能新增装机达到 35.43GW，累计独立储能占新型储能装机的比例提高至 51.2%，较 2024 年底提升约 5 个百分点；从最新项目结构来看，CNESA 统计 2026 年 9 月独立储能新增投运功率 3.70GW，同比增长 112%，占当月新增装机功率的 85.3%，成为国内新增储能的重要组成部分。

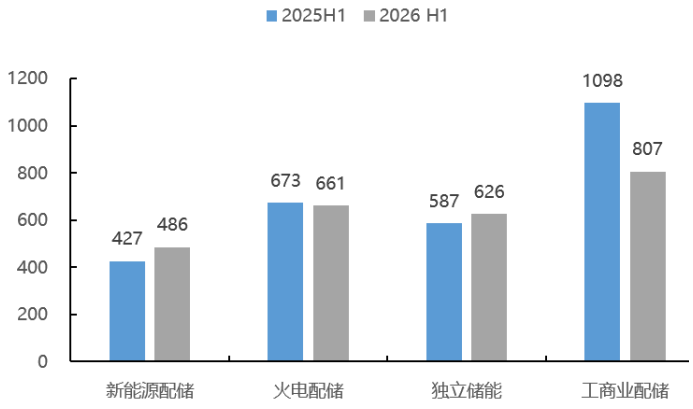
国内电化学储能平均利用小时数提高，但不同应用场景运行表现仍有分化。据中电联统计，2026 年上半年电化学储能电站平均利用小时数为 553 小时，同比增加约 40 小时。其中，新能源配储、独立储能分别为 486、626 小时，同比分别增加约 60、39 小时；火电配储基本持平，工商业配储同比减少约 291 小时至 807 小时。我们认为，利用小时数变化反映储能调用情况的差异，但项目盈利仍需结合充放电价差、运行效率及容量补偿等因素综合判断。

图表 8：2026 年 9 月新增运行项目以独立储能为主



来源：CNESA，国金证券研究所；注：其他包括配网侧、台区、实证研究、火储、EV 充电站、轨道交通、港口岸电、市政机关/关键场所、数据中心等

图表 9：2026H1 独立储能平均利用小时数同比提升



来源：中电联，国金证券研究所；单位：年平均利用小时数

国家层面首次明确建立电网侧独立新型储能容量电价机制，有望改善项目收益稳定性和投资预期。2026 年 1 月，国家发改委、国家能源局印发《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114 号），明确对服务于电力系统安全运行、未参与配储的电网侧独立新型储能电站，各地可给予容量电价，并实行清单制管理。容量电价以当地煤电容量电价标准为基础，根据满功率连续放电时长与当地全年最长净负荷高峰持续时长之比进行折算，同时考虑电力市场建设进展及系统需求等因素。随着电力现货市场连续运行，政策进一步提出有序建立发电侧可靠容量补偿机制，按不同机组实际顶峰贡献给予补偿。我们认为，容量电价的核心意义在于为符合条件的独立储能项目增加与电能量市场价格波动相关性较低的收入来源，缓解仅依靠峰谷套利及辅助服务收益时项目现金流的不确定性，有望提升项目投资及融资积极性。

各省容量电价政策陆续落地，不同区域补偿标准及实际收益存在差异，储能时长和顶峰能力的重要性进一步提高。以吉林省为例，2026 年 5 月出台的储能价格政策明确，以 330 元/kW·年煤电容量电价为基准，按照储能满功率连续放电时长与当地 8 小时净负荷高峰持续时长的比例折算。按政策公式测算，满足适用条件的 4 小时独立储能项目理论容量电价为 165 元/kW·年。安徽省 2026 年 9 月发布的政策则以 165 元/kW·年为基准、按 6 小时净负荷高峰持续时长折算，2027 年 1 月 1 日起实施，对应 4 小时储能项目理论容量电价约 110 元/kW·年。

图表 10：各地独立储能容量电价及补偿机制逐步落地，补偿标准与考核方式存在差异

省份	政策模式	补偿基准标准	执行时间	主要折算方式及适用条件
吉林	独立储能容量电价	330 元/kW·年	2026 年 5 月起	按满功率连续放电时长/8h 折算；限符合条件的未参与配储项目，实行运行考核。
甘肃	发电侧可靠容量补偿	330 元/kW·年	2026 年 1 月起，试行至 2027 年底	按 6h 折算可靠容量，同时考虑厂用电率及年度容量供需系数；按月申报、考核。
青海	发电侧可靠容量补偿	185 元/kW·年（2026 年）	2026 年 7 月 7 日起	按 8h 折算；2026 年储能厂用电率暂按 10.39%、容量供需系数按 0.92 计算，均影响最终收入。
陕西	独立储能容量电价	165 元/kW·年	2026 年 8 月 1 日起，暂定 3 年	按 6h 折算；清单制管理，投运次月执行；未按申报功率及时长响应将扣减容量电费。
新疆	独立储能容量电价	165 元/kW·年	2026 年 6 月 1 日起	按 6h 折算；取代 2025 年底到期的按放电量补偿机制，具体项目按政策及考核执行。
安徽	独立储能容量电价	165 元/kW·年	2027 年 1 月 1 日起	按 6h 折算；清单制管理，按月结算并设置运行考核；纳入补偿范围的容量不得重复获取不符合规定的收益。
湖北	独立储能容量补偿	165 元/kW·年	2026 年 2 月 1 日起，暂定 1 年	按日可用放电功率及持续时长/10h 计算月均可用容量；享受补偿的项目不得租赁容量，低利用率将触发扣减。
河北	独立储能容量电价	100 元/kW·年	2025 年完善政策后执行	对符合条件项目实行竞争性准入及清单管理；按 4h 基准计算月度平均可用容量，并设置运行考核。
浙江	示范项目容量补偿	170 元/kW·年（2026 年）	2024—2026 年退坡执行	2024—2026 年分别为 200、180、170 元/kW·年；针对符合条件的调峰示范项目，设置年利用小时数等要求。
内蒙古	按放电量补偿	0.28 元/kWh（2026 年）	2026 年度	对符合条件、纳入清单的独立储能向公用电网实际放电量给予补偿；原则上日内全容量充电不超过 1.5 次。
山东	市场化容量补偿	按市场化可用容量分配，非固定元/kW·年标准	2026 年修订版市场规则执行	全网容量补偿费用按核定费率从用户侧收取，再按各经营主体月度市场化可用容量占比分配；独立储能可用容量与核定功率、可用系数及放电时长相关。

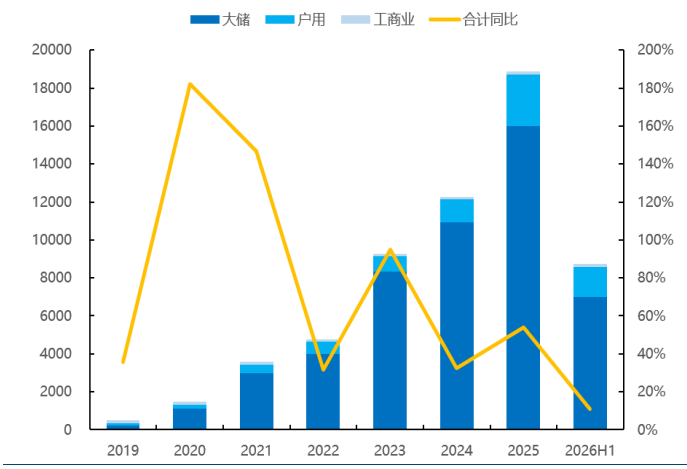
来源：国家发改委，各省市政府部门，国金证券研究所

总体来看，我们认为国内储能需求的核心驱动力正在向项目自身经济性转变。随着容量电价机制逐步落地，储能项目的可靠容量价值有望获得更加明确的价格信号，同时电能量市场及辅助服务机制持续完善，独立储能的商业模式有望进一步成熟。具备较强顶峰支撑能力、良好运行效率及成本竞争力的储能系统，有望更好适应市场化投资需求，推动国内储能装机规模与配置时长持续增长。

1.2 美国：电力需求增长支撑大储扩张，贸易与本土化政策重塑供应链

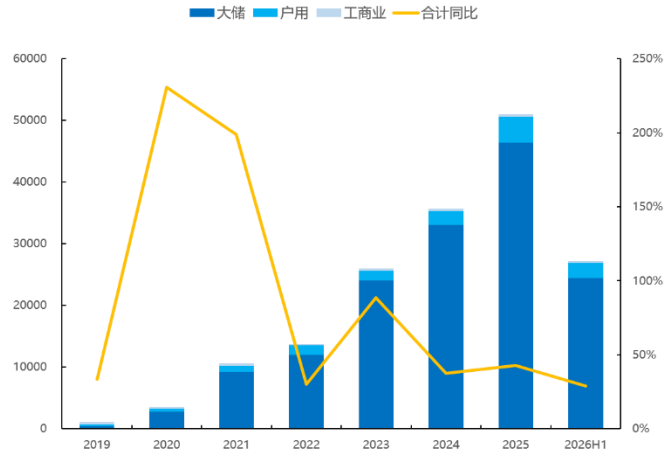
2026 年美国储能新增装机延续增长，系统配置时长提升带动新增装机能量规模创新高。据 Wood Mackenzie 及美国清洁能源协会（ACP）统计，2025 年美国新增储能装机 18.9GW/约 51GWh，新增功率规模同比增长 52%。2026 年上半年美国新增储能装机约 8.7GW/27.3GWh，分类型来看，表前大储、户储、工商储装机能量分别为 24.4GWh、2.5GWh、0.3GWh，同比分别约 28%、82%、15%，装机能量占比分别约为 90%、9%、1%。

图表 11：26H1 美国新增储能装机 8.7GW，同比+11%



来源：Wood Mackenzie，国金证券研究所；单位：GW

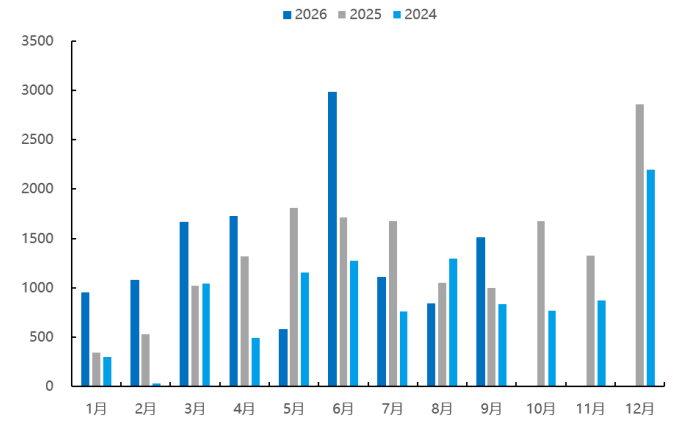
图表 12：26H1 美国新增储能装机 27.3GWh，同比+29%



来源：Wood Mackenzie，国金证券研究所；单位：GWh

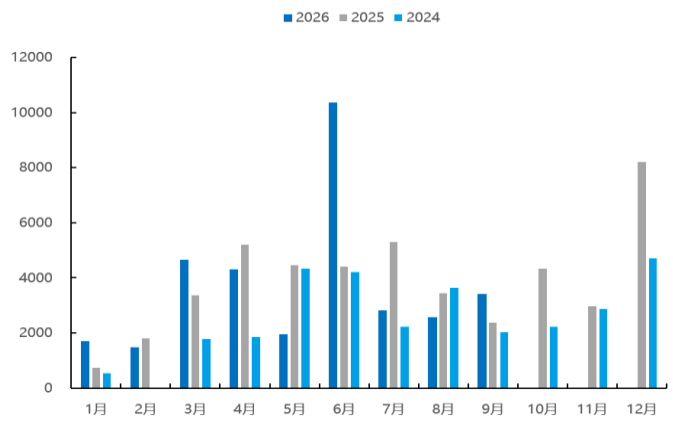
大储：大储仍是美国储能需求的主要支撑，电力负荷增长及可靠容量需求推动项目持续开发。根据 EIA 月度数据，美国 9 月新增 1.51GW/3.43GWh，同比分别增长 51%/43%，并网节奏较 7—8 月明显回暖。与此同时，光储协同配置趋势持续深化，EIA 数据显示，截至 2026 年 9 月，年内新增公用事业级光伏装机中超过 16%配置了同期已投运的储能系统。需求端，数据中心及制造业用电增长持续增加电力系统灵活性需求，EIA 此前根据开发商申报计划预计 2027 年美国电池储能拟新增投运约 26GW。我们认为，电力负荷增长、新能源装机及电网可靠容量需求有望支撑美国大储中长期发展。

图表 13：26/9 美国大储装机新增 1.51GW，同比+51%



来源:EIA，国金证券研究所；单位：GW

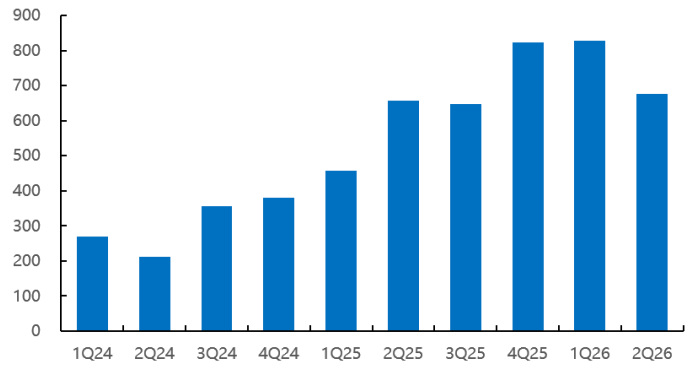
图表 14：26/9 美国大储装机新增 3.43GWh，同比+43%



来源：EIA，国金证券研究所；单位：GWh

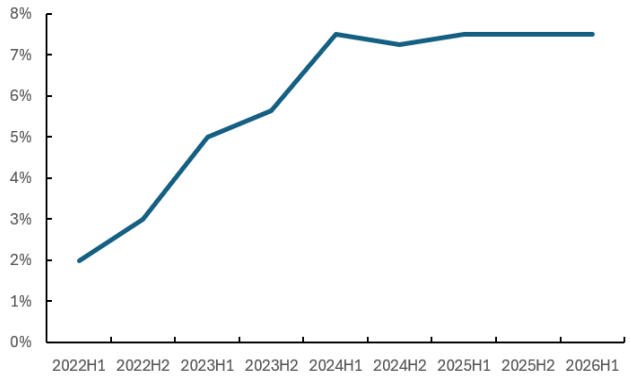
户储：美国户储需求呈现前期冲高、随后放缓的特征，税收优惠退出及融资模式调整影响短期装机节奏。Wood Mackenzie 数据显示，2026 年一季度美国户储新增装机约 1.3GWh，同比增长 86%，主要受 2025 年底税收优惠到期前启动项目的延后交付带动；二季度户储新增装机 676MW，环比下降 15%。2025 年底居民清洁能源税收抵免（25D）终止，叠加较高融资成本，对家庭购买光储系统的经济性形成一定压力。根据 EnergySage 平台报价数据，2025H1 至 2026H1 美国居民光伏贷款报价中位利率连续三个半年度维持在 7.50%，较 2022H1 的 1.99%显著上升。较高的贷款利率增加居民光储系统的融资负担，可能延长投资回收周期，制约户储终端需求释放。我们认为，短期美国户储需求仍面临政策调整及融资成本压力，但第三方持有（TPO）、租赁及虚拟电厂等商业模式的发展，有望缓解部分终端支付压力，支撑中长期市场需求。

图表 15：26H1 户储市场呈现先冲高后放缓的走势（MW）



来源:EIA，国金证券研究所

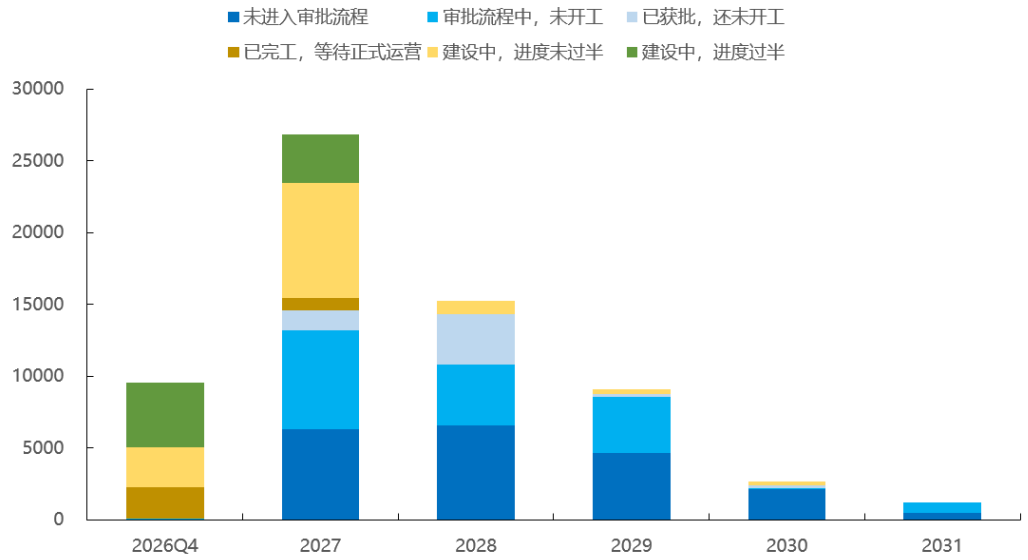
图表 16：光储产品贷款利率持续处于高位（%）



来源：Energy Sage，国金证券研究所

总体来看，美国储能中长期增长空间仍较大，供应链调整及政策变化可能影响项目释放节奏。2026 年以来，美国储能市场双面因素交织：需求端受益于电力需求刚性增长、系统配置时长持续抬升及光储融合深化的共同拉动；供给端则受到贸易限制加码及本土化供应链要求的约束。我们认为，2027 年美国储能需求有望维持较强韧性，从装机趋势看，美国储能需求具备真实落地基础、规模化体量、多因素共振的刚性属性。新能源并网消纳、电网灵活调节与 AIDC 负荷增长等因素驱动叠加，行业项目储备充裕，未来两年仍将处于高景气建设周期。

图表 17：截至 26 年 9 月美国项目储备充足，2027 年潜在储备项目规模达 26.8GW

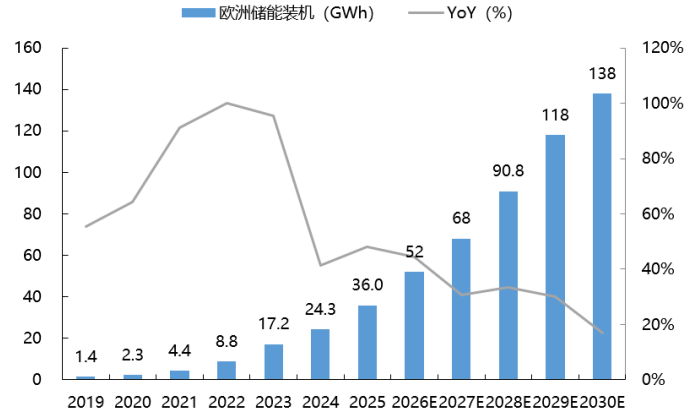


来源：EIA，国金证券研究所；注：截至 2026 年 9 月，仅统计大于 1MW 项目；单位：MW

1.3 欧洲：大储持续放量，户储修复与工商储增长并行

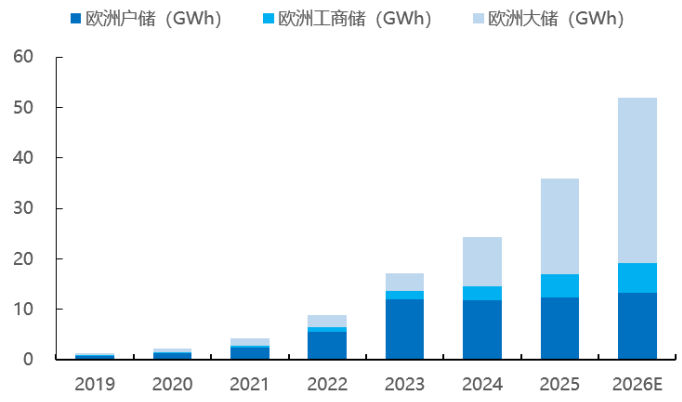
大储：逐步成为欧洲新增装机的核心驱动力。根据 SolarPower Europe（SPE）于 2026 年 6 月发布的《European Battery Market Outlook 2026-2030》，2025 年欧洲新增电池储能装机达到 36GWh，同比增长 48%，累计运行规模首次超过 100GWh。其中，表前大型储能首次贡献超过全年新增装机的一半，成为推动市场增长的主要力量。SPE 预计，在中性情景下，2026 年欧洲新增电池储能装机有望超过 50GWh，达到约 52GWh，同比增长约 44%；至 2030 年，年度新增装机规模有望进一步提升至 138GWh。我们认为，欧洲储能市场有望在此前能源危机驱动的户储集中释放之后，迎来以电力系统灵活性需求、可再生能源消纳及市场化收益为基础的大储的持续增长阶段。

图表 18：2026 年欧洲储能新增装机有望达 52GWh



来源：SPE，国金证券研究所

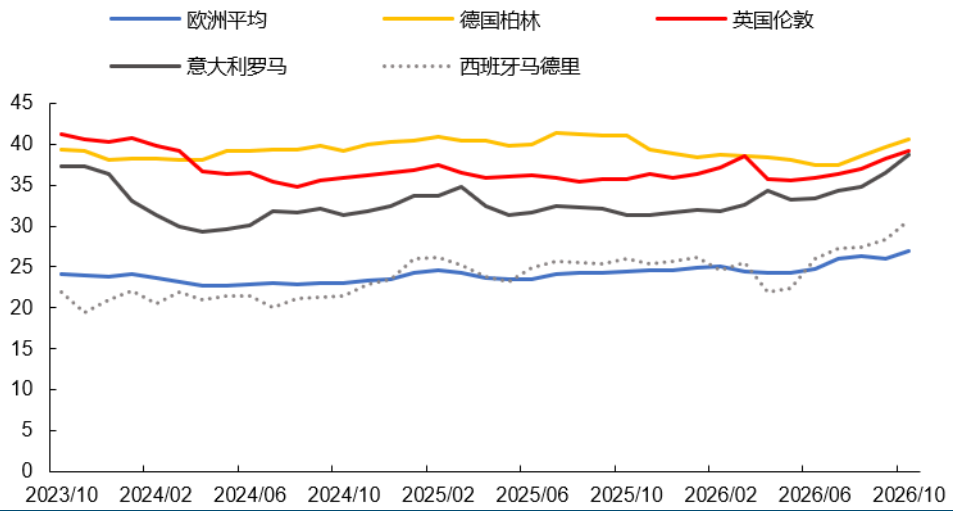
图表 19：大储逐渐成为欧洲储能主要增长场景（GWh）



来源：SPE，国金证券研究所，国金证券研究所

户储：居民电价上涨催生需求持续释放。今年以来欧洲居民电价呈回升态势，柏林、伦敦、罗马等主要城市电价维持较高水平，居民降低外购电成本的诉求有所增强，有助于户储需求回暖。展望 2027 年，若居民电价维持较高水平，叠加家庭能源自主需求，欧洲户储有望同时受益于新增光伏配储比例提升与存量光伏加装储能，需求释放具备一定持续性。考虑到各国电价结构、补贴政策及系统安装成本存在差异，预计增长仍将呈现区域分化，高购售电价差、安装经济性较好的市场有望率先受益。

图表 20：2026 年欧洲各国居民电价出现明显上涨（欧分/kWh）

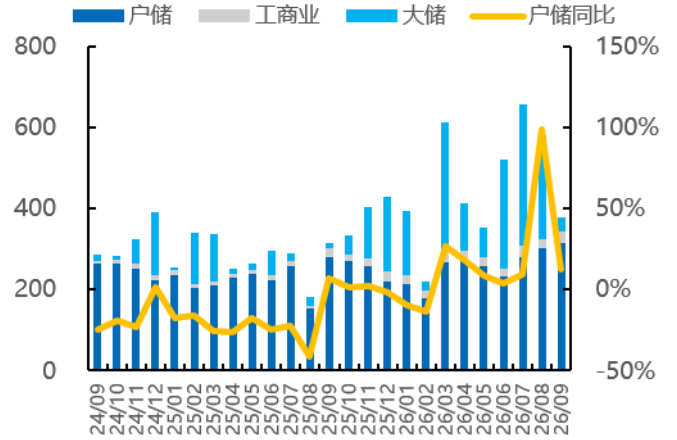


来源：HEPI，国金证券研究所

德国：风光发电占比提升，大储市场化收益及项目储备有望推动需求持续释放

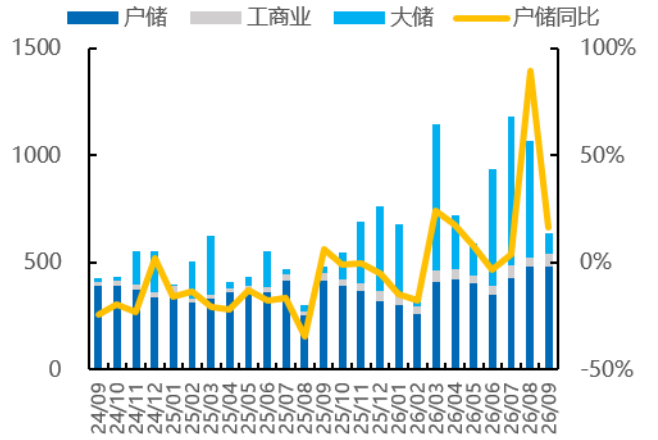
德国户储市场在经历前期增速波动后逐步修复，2026 年新增装机重回增长通道。2026 年 1—9 月，德国户用储能新增装机功率达到 2.3GW，同比增长 12.3%；新增装机容量达到 3.5GWh，同比增长 11.4%。从月度数据看，2025 年户储新增装机表现有所起伏，2026 年以来部分月份明显回升，但同比增速仍存在波动。整体来看，德国户储市场已具备较大的存量基础，新增需求保持韧性，大储市场快速扩张，户储增长更趋平稳。

图表 21：1-9 月德国户储新增装机 2.3GW，同比+12.3%



来源：ISEA，国金证券研究所；单位：MW

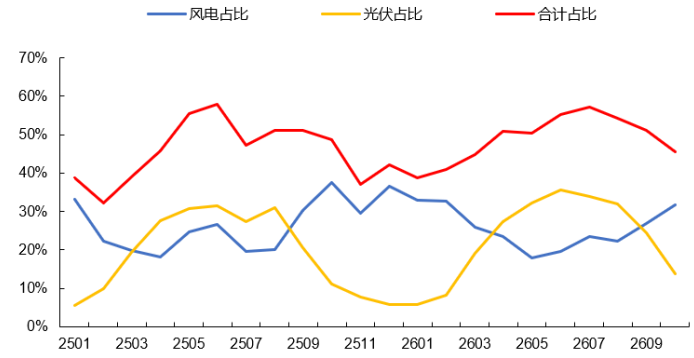
图表 22：1-9 月德国户储新增装机 3.5GWh，同比+11.4%



来源：ISEA，国金证券研究所；单位：MWh

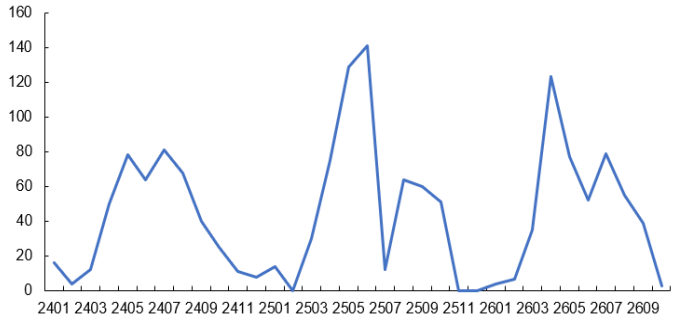
从电力市场环境来看，德国风光发电占比总体提升，2026 年上半年风电与光伏合计发电占比达到 45%，新能源集中出力与电力需求之间的时序错配进一步凸显，为储能参与电力套利及系统调节创造需求。然而，2026 年上半年负电价小时数为 291 小时，较 2025 年同期的 389 小时下降约 25%，同期负电价时段对应的理论负市场价值由 3.18 亿欧元扩大至 4.30 亿欧元，同比增长约 35%，负电价时段的价格水平及对应发电规模对电力市场的影响进一步加大。

图表 23：2026 年德国风光发电占比总体提升（%）



来源：Fraunhofer ISE，国金证券研究所

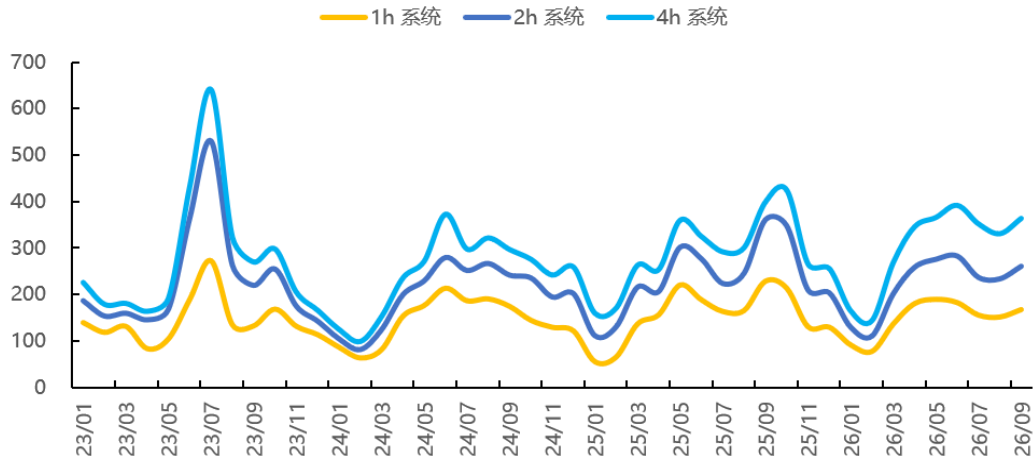
图表 24：26H1 德国负电价总小时数同比下降 25%（h）



来源：Fraunhofer ISE，国金证券研究所

2026 年德国大储模拟年化收入年中有所回暖，长时储能系统展现出相对较强的收益韧性。根据 Clean Horizon Storage Index，2026 年初德国不同储能时长的模拟年化收入处于相对低位，随后伴随电力市场价差扩大及辅助服务价格变化逐步修复，其中 4 小时储能系统于 6 月达到阶段性高点，模拟年化毛收入约 391 千欧元/MW/年。整体来看，4 小时系统的收入潜力高于 1 小时和 2 小时系统，反映较长储能时长在参与多元电力市场交易时具有一定优势。

图表 25：2026 年德国大储收益改善主要体现在长时储能领域，4h 系统展现出更强的收益韧性（千欧元/MW/year）

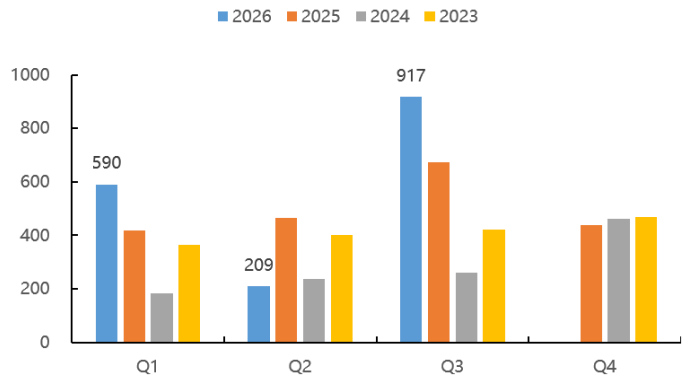


来源：Clean Horizon、国金证券研究所

英国：大储市场持续扩容，收益表现受多元电力市场驱动

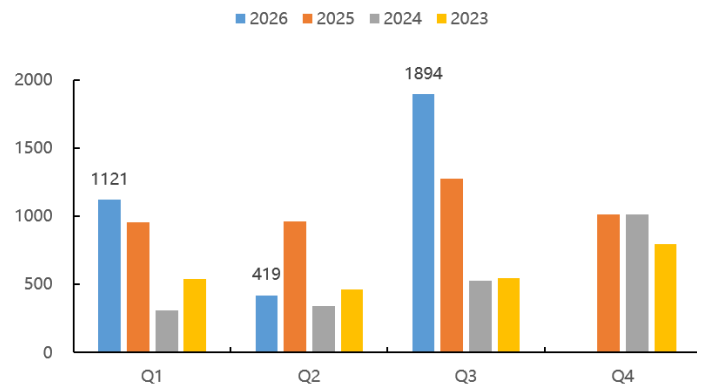
英国：2026 年前三季度，英国大储市场保持较快扩张，新增功率和能量规模分别同比增长 10%和 8%，显示储能项目建设及并网节奏整体向好，但季度间存在明显波动。具体来看，Q1 新增规模较高，Q2 有所回落，Q3 则迎来集中放量，新增功率达到 917MW，新增能量规模接近 1.9GWh，均体现出较强的项目交付能力。根据 MODO ENERGY 的 Q3 市场报告，当季共有 9 个电池储能项目投运，新增 917MW，英国大储累计规模达到约 8.5GW/14.4GWh；其中，500MW 的 Coalburn 1 项目投运，成为英国当时最大的电池储能项目。整体而言，英国大储市场正由持续扩容进入大型项目集中并网阶段，项目规模化趋势进一步显现。

图表 26：前三季度英国大储新增功率规模同比+10%



来源：MODO ENERGY，国金证券研究所；单位：MW

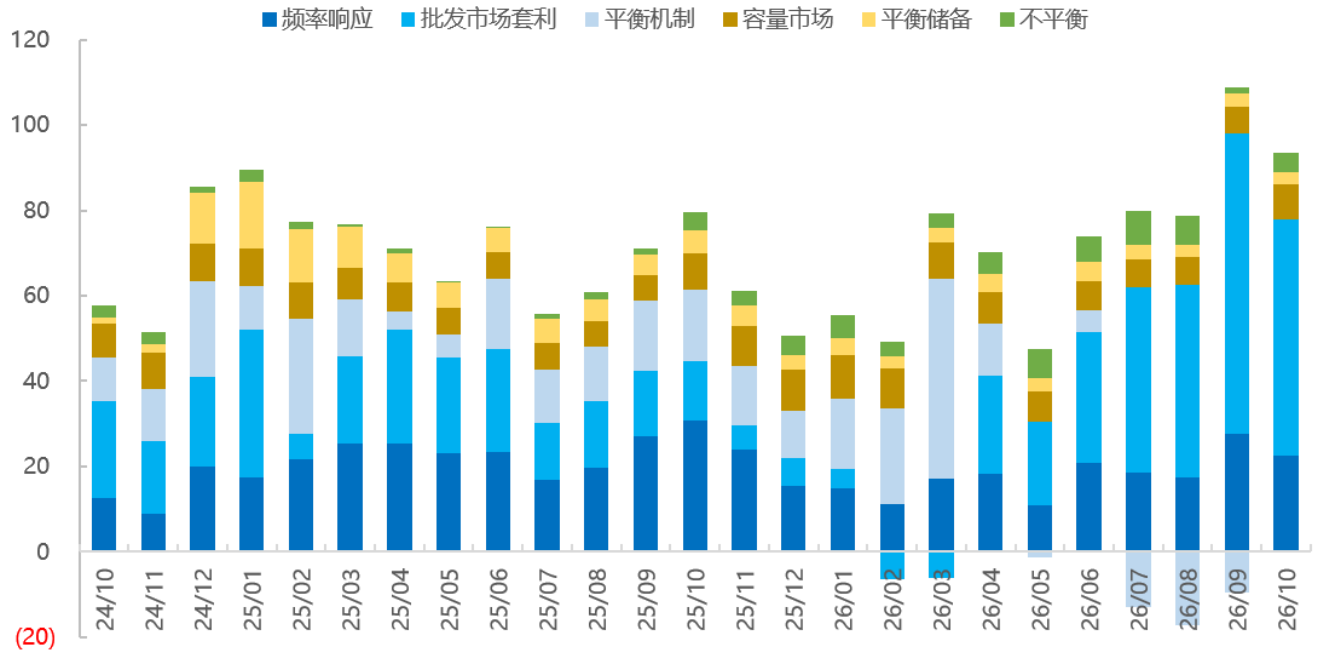
图表 27：前三季度英国大储新增能量规模同比+8%



来源：MODO ENERGY，国金证券研究所；单位：MWh

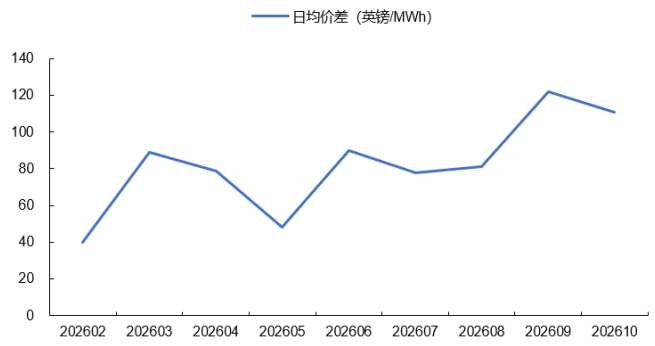
英国大储收益明显改善，电力现货套利成为主要收入来源。根据 Modo Energy 统计，2026 年 9 月英国大储年化收入达到约 9.9 万英镑/MW，同比增长 38%，创 2022 年 12 月以来新高，其中批发电力市场收入达到 6.8 万英镑/MW/年。10 月年化收入小幅回落至 9.3 万英镑/MW，仍同比增长 17%。9 月及 10 月英国日前市场日均价差分别达到 122 和 111 英镑/MWh，较大的价格波动为储能套利提供收益空间。我们认为，随着新能源发电占比持续提升，电力市场价格波动有望持续支撑储能套利需求，叠加辅助服务及容量市场收入，大储项目经济性有望保持韧性。

图表 28：2026 年 10 月英国大储年化收入约 9.3 万英镑/MW，同比+17%



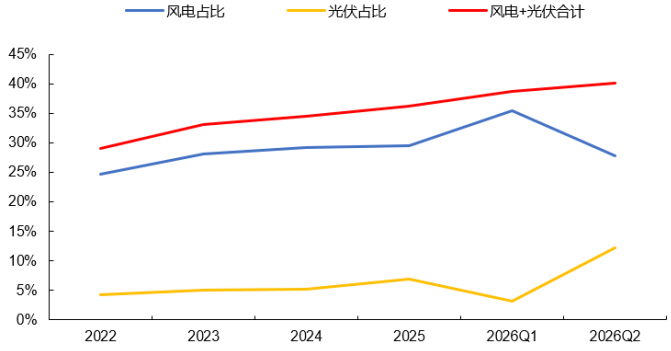
来源：Modo Energy、国金证券研究所，单位：千欧元/MW/year

图表 29：英国日前市场日均价差维持较高水平（英镑/MWh）



来源：MODO ENERGY，国金证券研究所；单位：MWh

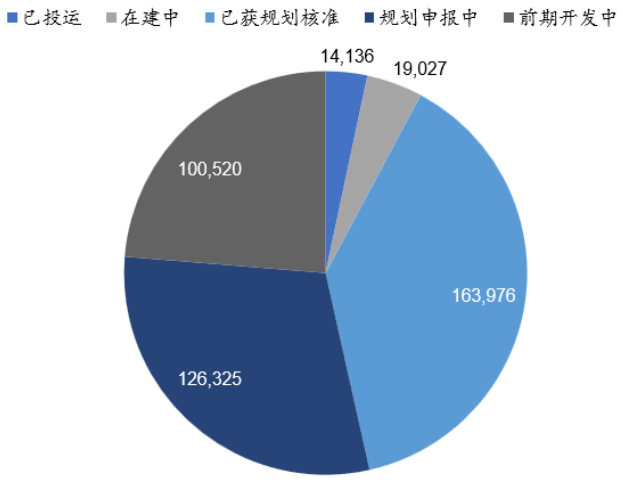
图表 30：英国风光发电占比持续提升



来源：DESNZ，国金证券研究所

英国储备项目充裕，2027 年装机有望持续释放。根据 RenewableUK 统计，截至 2026 年 10 月，英国在建储能项目规模约 9.1GW/19GWh，预计大部分项目将在未来三年内陆续投运。其中，Monk Fryston（320MW/640MWh）和 Carrington（680MW/1,360MWh）项目预计分别于 2026 年底和 2027 年竣工。我们认为，随着在建项目持续推进及大型项目集中交付，英国大储装机有望保持增长。

图表 31：截至 2026 年 10 月，英国在建储能项目达 9.1GW/19GWh，支撑未来装机增长

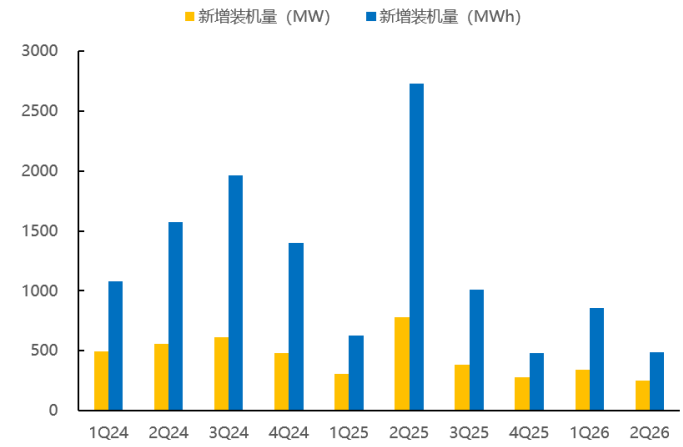


来源：Renewable UK、国金证券研究所，注：截至 2026 年 10 月 21 日，单位：MWh

意大利：短期装机有所放缓，市场机制完善有望推动大储放量

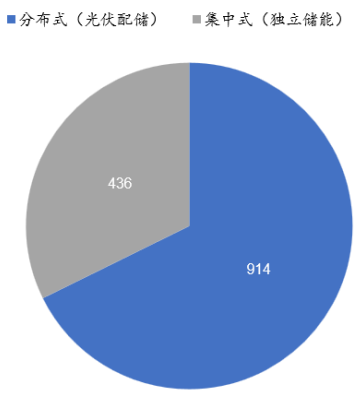
意大利储能新增装机阶段性放缓，分布式储能仍占据主要份额。根据 ANIE Rinnovabili 统计，2026 年第二季度意大利新增储能装机功率及容量分别同比下降 68%和 82%，主要受居民储能需求疲软影响。根据 ITALIA SOLARE 基于 Terna GAUDÌ 数据的统计，2026 年前三季度意大利新增储能装机 907MW/1.95GWh，其中光伏配储新增 1.49GWh，占比 76%；独立储能新增 467MWh，占比 24%。截至 2026 年 9 月底，意大利累计储能装机达到 8.34GW/19.98GWh。我们认为，意大利户储市场短期增长承压，光伏配储仍为新增装机主要来源，随着大型储能项目逐步推进，未来储能市场结构有望向集中式大储倾斜。

图表 32：26Q2 意大利新增储能装机同比约-68%/-82%



来源：ANIE rinovabili，国金证券研究所

图表 33：2026 上半年意大利新增储能以分布式储能为主



来源：ANIE rinovabili，国金证券研究所

MACSE 机制持续推进，大储需求有望逐步释放。2025 年 9 月，意大利输电系统运营商 Terna 完成首轮 MACSE 储能容量招标，共授予 10GWh 储能容量，投标规模超过采购需求的 4 倍，加权平均中标价格约为 12,959 欧元/MWh/年，显著低于 37,000 欧元/MWh/年的最高参考价格，中标项目计划于 2028 年投运。此外，Terna 已明确 2029 年交付的第二轮 MACSE 招标需求规模为 16GWh，计划于 2026 年 11 月 24 日举行。我们认为，随着 MACSE 机制持续推进，大储项目收益确定性有望增强，相关项目建设及系统交付需求释放，并为意大利大储装机增长提供支撑。

1.4 新兴市场：前期订单进入集中交付期，储能需求有望持续高增

新兴市场储能需求由项目招采向规模化交付迈进，2027 年有望延续高增长。2024 年以来，

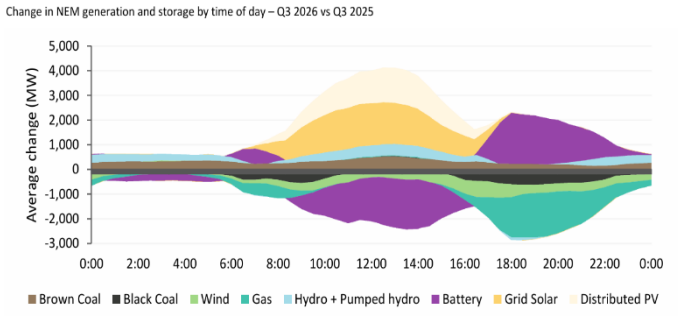
中东、澳大利亚、拉美、印度等新兴市场储能项目招标及签约规模快速增长，推动全球储能需求由中美欧主导向多区域共同增长转变。进入 2026 年，前期规划项目陆续完成融资、建设及并网，储能需求增长开始由订单端向实际装机端兑现。从主要市场来看，澳大利亚受益于能源转型及电力市场价格波动，储能项目持续释放；中东地区依托国家能源转型战略及大规模集中采购，已形成全球规模领先的大型储能项目集群；智利在可再生能源弃电压力下，光伏配储及独立储能项目加速建设；印度则在政策支持及新能源消纳需求推动下，迎来大储装机快速增长。

我们认为，与此前新兴市场储能需求主要由政策规划及招标驱动不同，未来需求增长的确定性将更多来自已完成融资、处于建设及调试阶段的项目储备。同时，随着储能成本下降及商业模式逐步成熟，新兴市场储能应用场景有望由传统新能源配储向独立储能、长时储能及稳定电力供应等方向延伸，推动储能需求持续增长。

澳大利亚：大储进入规模化交付阶段，项目储备支撑未来装机延续高增

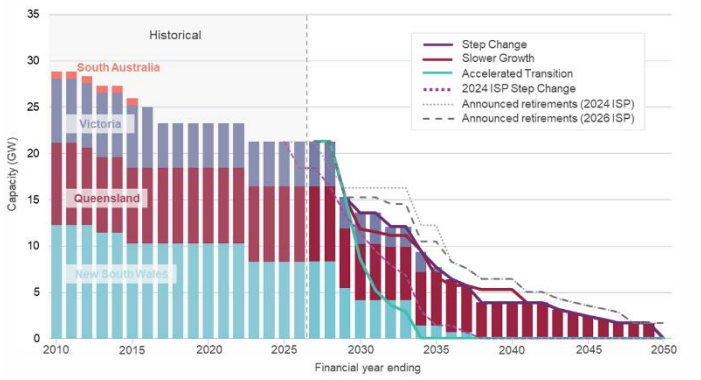
新能源渗透率提升叠加煤电退役，澳大利亚大储需求持续释放。澳大利亚新能源发电占比持续提升，风光出力与用电负荷在时间上的错配增加了电力系统对灵活调节资源的需求。根据澳大利亚能源市场运营商（AEMO）统计，2026 年三季度澳大利亚国家电力市场（NEM）可再生能源发电占比达到 44.3%，同比提升 2.5pct，创三季度历史新高。新能源集中出力使部分时段电力供应相对过剩，进而形成负电价及明显的日内电价差，为储能通过电能量跨时段转移获取收益提供基础。2026 年三季度，NEM 负电价或零电价时段占比达到 14.4%，其中昆士兰州 10—16 时负电价发生比例达到 43%，部分地区日间新能源消纳压力仍然存在。与此同时，随着储能装机规模扩大，电池储能在电力系统中的调节作用逐步增强。2026 年三季度，NEM 大型储能在 10—16 时日均充电量达到 13.4GWh，16—21 时日均放电量达到 10.9GWh，分别为 2025 年同期的 3.6 倍和 3.4 倍；储能在晚高峰时段的发电贡献占比达到 8.0%，首次超过燃气发电的 5.1%，储能在电能量跨时段转移及高峰供电中的作用持续提升。此外，传统煤电机组逐步退役进一步提升了电力系统对储能等灵活性资源的需求。根据 AEMO 披露，截至 2026 年，NEM 已有接近 40%的煤电机组退出运行，剩余机组平均运行年限约 38 年。AEMO 在《2026 Integrated System Plan》中明确指出，新能源配合储能、电网及灵活燃气发电是未来替代煤电、保障电力系统可靠运行的主要发展路径。

图表 34：澳大利亚大储午间充电、晚间放电规模明显提升



来源：AEMO，国金证券研究所

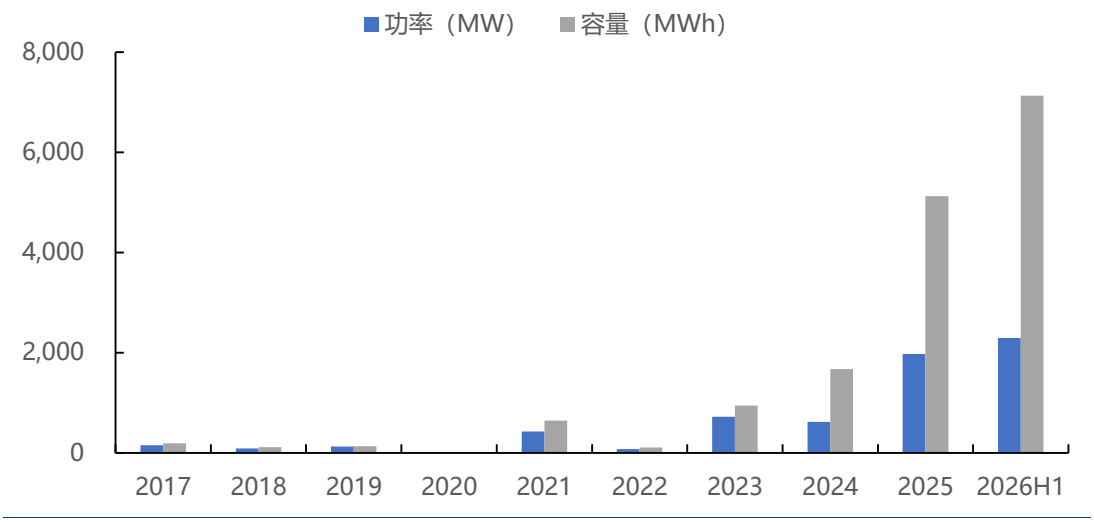
图表 35：澳大利亚煤电装机逐步退役



来源：AEMO，国金证券研究所

2026 年大储装机明显提速，前期项目进入集中交付阶段。根据澳大利亚清洁能源委员会（CEC）统计，2025 年澳大利亚新增投运大型储能项目 12 个，合计约 1.97GW/5.12GWh；2026 年上半年共有 9 个大型储能项目投运，合计 2.30GW/7.13GWh，半年新增装机规模已超过 2025 年全年。从项目规模来看，2026 年上半年投运储能项目平均容量达到 792MWh，较 2025 年的 427MWh 明显提升，澳大利亚大型储能项目呈现单体规模扩大趋势。

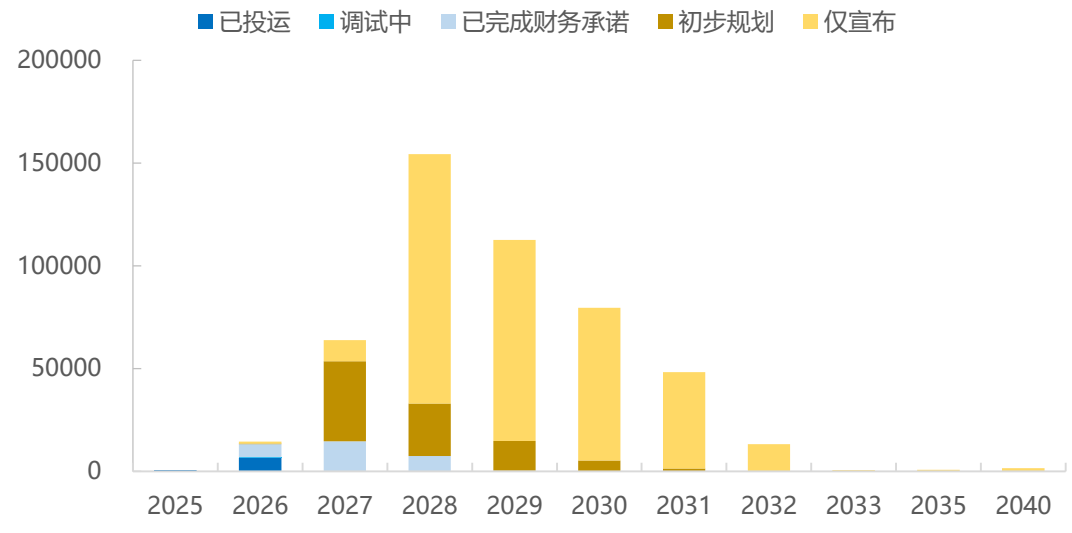
图表 36：2026H1 澳大利亚新增投运大储容量达 7.1GWh，超过 2025 年全年（单位：MWh）



来源：Clean Energy Council，国金证券研究所

项目储备充足，为 2027 年储能需求提供支撑。根据 AEMO 于 2026 年 10 月 30 日发布的最新项目数据库，按照储能项目计划商业运行时间及开发状态汇总，2027 年计划投运的大型储能项目中，Committed 及 Committed*状态项目合计约 14.6GWh，其中 Committed 项目约 13.4GWh、Committed*项目约 1.2GWh。根据 AEMO 项目分类标准，Committed 指已满足土地取得、主要设备合同、规划审批、项目融资及计划投运时间等全部五项承诺条件的项目；Committed*则指已启动施工或安装，并满足土地、融资及时间要求，但主要设备合同或规划审批条件尚未全部满足的项目。两类项目均具有较高的建设成熟度，投运确定性相对较强。此外，初步规划（Anticipated）项目约 38.9GWh，仅宣布（Publicly Announced）项目约 10.4GWh，进一步体现澳大利亚中长期储能项目储备较为充裕。从历史项目建设周期来看，根据 CEC 对 2017 年以来已投运项目的统计，澳大利亚大型储能项目从完成融资关闭至投运平均约需 24 个月。我们认为，考虑到已进入承诺阶段的项目储备较为充足，叠加项目建设存在一定周期，2025—2026 年陆续进入建设阶段的项目有望在 2027 年持续转化为实际新增装机，支撑澳大利亚大储需求延续增长。

图表 37：截至 2026 年 10 月底 AEMO 项目数据库显示 2027 年完成财务承诺的项目规模约 14.6GWh（单位：MWh）



来源：AEMO，国金证券研究所

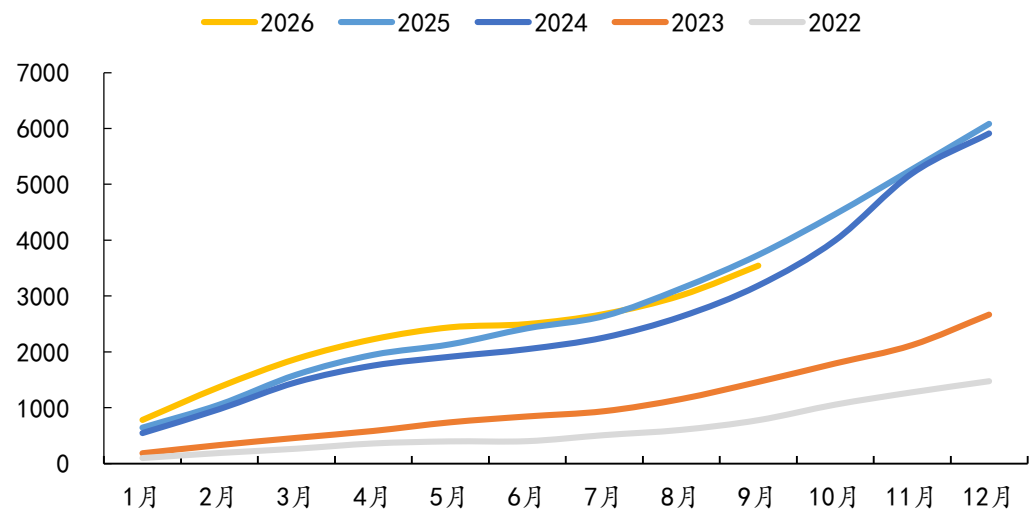
户储补贴推动分布式储能需求快速增长，大储与户储需求形成共振。澳大利亚居民侧光伏渗透率较高，根据 CEC 统计，截至 2025 年底澳大利亚全国累计安装屋顶光伏系统约 430 万套，对应装机容量约 28.3GW，为户用储能提供了较大的潜在客户基础。2025 年 7 月，

澳大利亚启动 Cheaper Home Batteries 补贴计划，进一步降低户用储能初始投资成本。根据 CEC 统计，2026 年上半年澳大利亚新增安装约 27.6 万套户用储能系统，已超过 2025 年全年约 26.8 万套的新增安装量。

智利：弃电压力推动储能需求持续释放，建设及调试项目储备充足

新能源发电与负荷中心空间错配，推动智利储能需求快速增长。智利北部地区太阳能资源丰富，光伏装机规模持续增长，但主要用电负荷集中在矿业及中南部地区，跨区域输电能力约束导致部分地区在光伏出力高峰时段出现电力供应过剩及弃电现象。储能能够通过日间吸收富余光伏电量、晚间放电实现电能量的跨时段转移，提高新能源利用率，同时利用不同时段电价差获取收益。根据 ACERA 统计，2025 年智利可再生能源弃电量约 6.08TWh；截止到 9 月，2026 年智利可再生能源弃电量累计约为 3.55TWh，维持在较高水平。持续存在的新能源消纳压力为储能创造了较为明确的应用场景，推动当地光伏配储及独立储能项目加快建设。

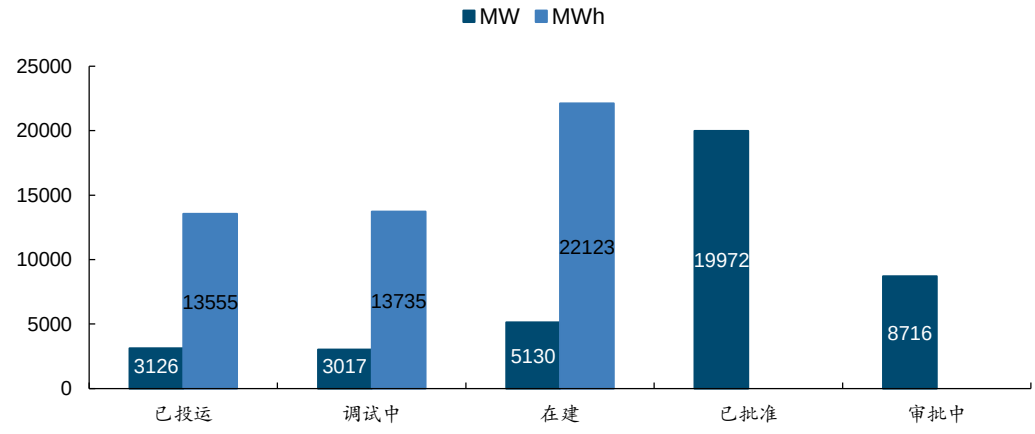
图表 38：截止到 9 月，2026 年智利可再生能源弃电量累计约为 3.55TWh



来源：ACERA，国金证券研究所

在运储能规模快速扩张，大规模调试及在建项目有望支撑未来装机延续增长。根据 ACERA 最新统计，截至 2026 年 9 月，智利已投运电池储能规模约 3.13GW/13.56GWh，较 2025 年底约 6.38GWh 的在运规模增加约 7.17GWh；同期处于调试阶段的储能项目规模约 3.02GW/13.74GWh，处于建设阶段的项目规模约 5.13GW/22.12GWh。调试及在建项目合计储能规模约 35.86GWh，显著高于目前已投运规模。

图表 39：智利目前在建储能项目规模达 22.12GWh



来源：ACERA，国金证券研究所

从项目结构来看，光伏配储仍为智利储能建设的重要组成部分。根据 ACERA 统计，截至

2026 年 9 月，处于建设阶段的储能项目中，约 76%与光伏发电项目配套，独立储能项目占比约 24%。我们认为，庞大的调试及在建储备为智利后续储能装机增长提供较强支撑，其中调试阶段项目有望率先转化为实际投运，而在建项目则有望逐步贡献 2027 年及后续年度新增装机。

图表 40：智利储能项目储备结构：绝大部分为光伏配储项目

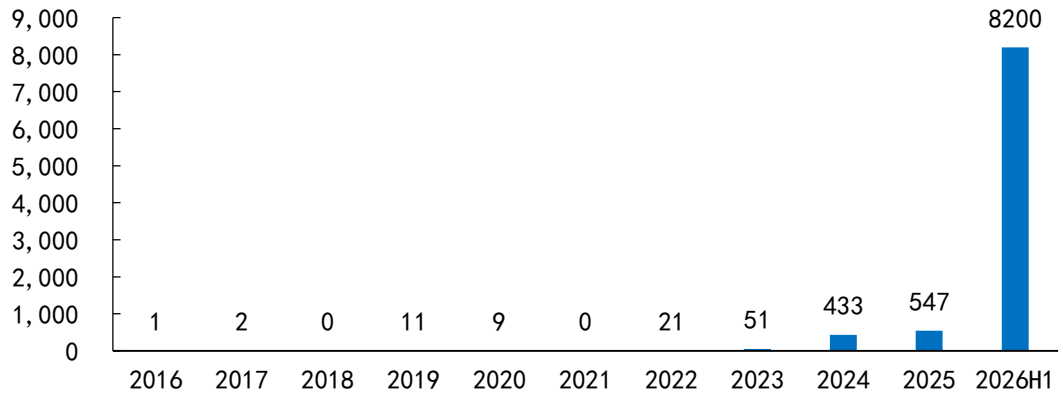
	在运		调试中		建设中		已批准	评估中
	MW	MWh	MW	MWh	MW	MWh	MW	MW
独立储能	618	2640	728	2850	1217	5721	9162	1941
生物质能配储			10	50				
天然气配储								
水电配储	60	249						
风电配储	73	145	57	285	36	144	439	1220
光伏配储	2375	10521	2222	10550	3877	16258	9814	4329
风光混合配储							557	1226
合计	**3126**	**13555**	**3017**	**13735**	**5130**	**22123**	**19972**	**8716**

来源：ACERA，国金证券研究所

印度：政策支持叠加项目兑现，储能市场由起步阶段进入快速增长期

2026 年印度储能装机快速增长，独立储能成为市场主要需求来源。随着印度可再生能源装机规模持续扩大，新能源日间集中出力与晚间用电高峰之间的错配逐步加剧，电力系统对调峰及灵活调节资源的需求不断提升。据 Mercom India Research 统计，2025 年印度新增电池储能装机 547MWh，同比增长 26%；2026 年上半年新增装机达到 8.2GWh，约为上年同期的 84 倍，其中一季度、二季度分别新增约 4.6GWh、3.6GWh。截至 2026 年 6 月底，印度累计电池储能装机达到 9.3GWh，其中独立储能、风光储联合项目及光伏配储占比分别为 83%、9%、8%；二季度新增装机中独立储能占比接近 98%。

图表 41：2026 年上半年印度新增储能装机 8200MWh，实际投运规模明显提速（MWh）



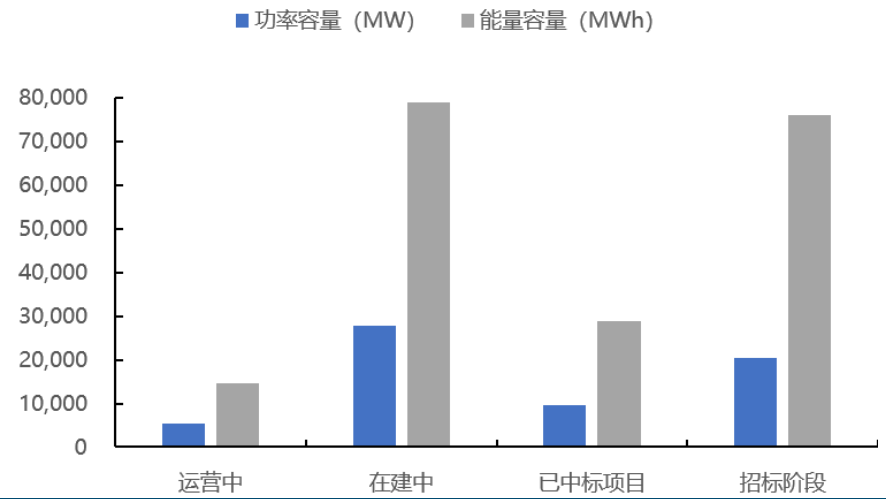
来源：Mercom，国金证券研究所

政策资金支持持续加码，VGF 补助有望改善储能项目经济性并推动需求释放。印度政府近年来持续通过可行性缺口补助(VGF)、输电费用减免及竞争性招标机制推动储能项目建设。2024 年，印度政府批准资金规模 376 亿卢比的 VGF 计划，支持约 13.22GWh 电池储能项目；2025 年 6 月，印度进一步批准 540 亿卢比资金支持 30GWh 电池储能项目，补助标准为每 MWh 180 万卢比。2026 年 11 月 4 日，印度内阁再次批准总额 1,450 亿卢比的电网级储能 VGF 计划，拟于 2026/27—2030/31 财年支持 92GWh 储能项目，其中电池储能、抽水蓄能及其他技术分别为 30GWh、60GWh、2GWh。印度政府持续扩大储能资金支持规模，有望缓解开发商及电力采购方的初始投资压力，改善项目融资条件并推动储能需求由政策规划向实

际装机转化。

项目储备及招标规模较大，2027 年需求有望进一步释放。根据印度中央电力局（CEA）截至 2026 年 9 月底的项目台账，已投运、在建统计口径及已授标储能项目分别约 14.5/79.0/28.9GWh，其中"在建"包含已签署 PPA/BESPA 但未实际开工的项目。当前印度储能市场已形成较为充足的项目储备，随着储能在电力系统调峰和新能源消纳中的价值逐步得到验证，印度有望成为全球增长较快的新兴储能市场之一。

图表 42：印度储能项目储备充裕，截至 26 年 9 月在建项目达到 79GWh



来源：Mercom，国金证券研究所

2、行情复盘：从景气预期到盈利兑现，核心标的进入分化阶段

9/24 以来，储能核心标的经历了市场估值修复、海外业务成长重估及盈利预期再定价等阶段。2024 年 9 月 24 日一揽子金融政策出台后，A 股市场风险偏好快速改善，储能板块迎来阶段性估值修复。随后，国内新能源电价市场化改革、美国关税政策变化及季度盈利预期波动扰动市场情绪，相关标的股价出现调整。2025 年中以后，海外大储及户用、工商业储能需求改善，叠加部分企业 AIDC 配储等新业务预期升温，海外业务优势逐步转化为收入与利润增长，推动相关龙头成长重估。我们认为，这一阶段行情驱动由市场风险偏好改善，逐步转向海外需求、盈利增长与成长空间预期的共同上修。

2026 年以来，市场由交易景气上行转向检验盈利兑现，核心标的因业绩表现与前期预期差异而分化。阳光电源受到美国政策不确定性、项目确收节奏及成本力影响，季度盈利承压，股价面临盈利预期与估值的双重调整；德业股份海外需求增长持续兑现，但前期上涨已较充分反映盈利上修预期，股价在业绩高增的同时出现估值回落。两者的差异表明，行业需求增长并不必然对应股价持续上涨，实际盈利相对市场预期的变化及估值水平同样重要。进入四季度，市场关注点进一步转向 2027 年增长：前者能否通过交付提速与利润率修复实现盈利改善，后者能否凭借需求延续及新业务增量推动盈利预期继续上修。本章我们以阳光电源和德业股份为例，复盘股价驱动因素的变化，并梳理下一阶段行情的潜在催化。

2.1 阳光电源：从海外储能高增长重估，到盈利兑现与政策风险再定价

阳光电源股价经历了政策驱动估值修复、海外储能与 AIDC 配储推动成长重估，再到盈利预期与政策风险共同调整的过程。前期股价主要受市场风险偏好、国内需求及关税预期影响；随后，海外储能快速增长、海外业务占比提升与 AIDC 配储预期共振，推动盈利预期和估值同步上修；随着连续两个季度业绩同比下滑，以及美国市场准入风险和成本压力上升，市场转而重新评估公司的盈利持续性与长期成长空间。我们认为，后续重估的关键，在于储能出货增长能否通过项目确收及毛利率改善转化为盈利增长，进而推动 2027 年业绩预期上修。

2024 年 9 月至 2025 年 4 月：政策推动估值修复，随后风险偏好回落，需求预期扰动加大。2024 年 9 月 24 日一揽子金融政策出台后，公司股价随市场快速反弹，但这一轮上涨主要体现市场整体风险偏好的改善，尚未形成由公司盈利预期持续上修驱动的独立行情。此后，随着普涨行情降温，股价逐步回落。进入 2025 年，136 号文出台引发市场对国内配储需求及项目收益率的重新评估，叠加美国关税变化带来的不确定性，股价进一步承压。我们

认为，这一阶段海外储能成长虽提供基本面支撑，但市场定价仍主要受政策、风险偏好及需求预期变化主导。

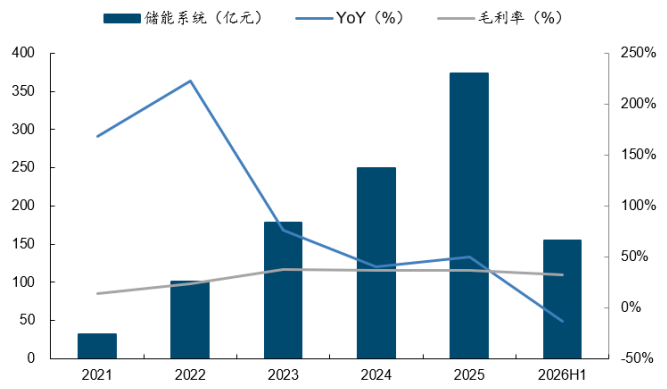
图表 43：924 以来阳光电源股价经历海外储能成长重估与盈利预期调整



来源：Choice，公司公告，国金证券研究所；曲线为阳光电源（300274.SZ）相对沪深 300 的超额收益（以 2024 年 9 月 23 日收盘价为基准、前复权计算）；阶段划分依据真实股价走势划分，事件日期取公告或公开报道的披露日，数据截至 2026 年 11 月 10 日。

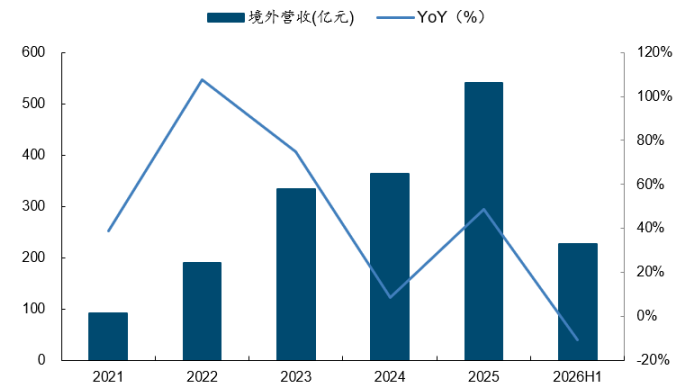
2025 年 4 月至 11 月：海外储能高增长与 AIDC 配储预期共振，推动成长重估。2025 年 4 月美国“对等关税”落地初期，公司股价受到冲击；随着相关风险逐步计价，海外储能增长与盈利兑现重新成为市场关注重点。2025H1 公司实现归母净利润 77.35 亿元，同比增长 55.97%，储能系统收入 178.03 亿元，同比增长 127.78%，海外业务扩张持续兑现。此后，公司 2025Q3 单季归母净利润达到 41.47 亿元，创当年单季度新高。叠加市场对 AIDC 配储需求及公司业务拓展空间的期待，股价进入持续上涨阶段。我们认为，这一阶段重估既有海外储能盈利增长的支撑，也包含新应用场景打开成长空间带来的估值提升。

图表 44：公司储能业务 2024-2025 年在收入高速增长的同时维持较高盈利水平



来源：Choice，国金证券研究所

图表 45：公司 2026 年以前境外营收保持增长，占比不断提升



来源：Choice，国金证券研究所

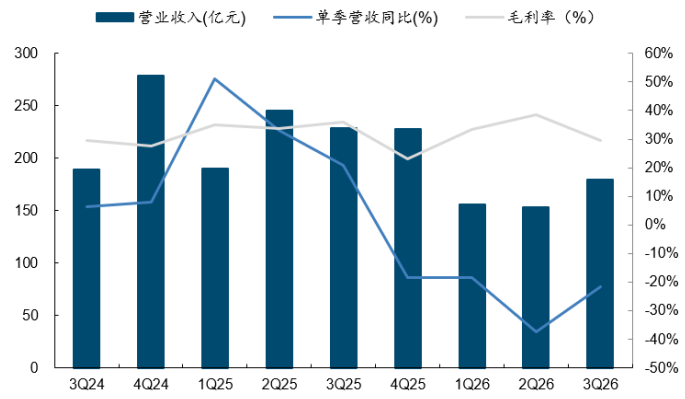
2025 年 11 月至 2026 年 5 月：美国政策风险与盈利预期调整交织，连续两个季度业绩下滑促使市场重新评估盈利持续性。前期上涨已反映较强成长预期，市场对美国业务风险及季度盈利变化的敏感度上升。2026 年 3 月底披露的年报显示，公司 2025Q4 归母净利润 15.80 亿元，同比下降 54.02%；随后披露的 2026Q1 归母净利润 22.91 亿元，同比下降 40.12%。连续两个季度盈利同比下滑，使市场关注点由储能规模扩张转向高盈利水平能否延续，并推动 2026 年业绩预期下修。我们认为，这一阶段股价高位回落，反映了前期成

长预期与实际盈利表现之间的重新校准。

2026 年 5 月至 10 月：美国贸易及准入政策风险升级，叠加成本压力，盈利预期与估值双重承压。美国 FCC 相关政策及第 14421 号行政令进一步增加海外市场准入的不确定性。公司在 8 月交流中表示，相关政策对现有产品和未来新型号的影响有所区别，行政令适用边界仍不明确，长期将适度收缩美国业务、加强其他区域拓展。与此同时，储能发货增长与收入、利润兑现出现背离：2026 年前三季度储能发货 41GWh，同比增长 43%，但储能收入约 232 亿元、同比下降；Q3 储能毛利率由 Q2 约 34%降至约 21%，受到项目确收节奏、电芯成本、出口退税、汇率及运费等因素影响。我们认为，这一阶段不仅体现短期盈利压力，也反映市场对海外业务长期空间和盈利水平的重新定价。

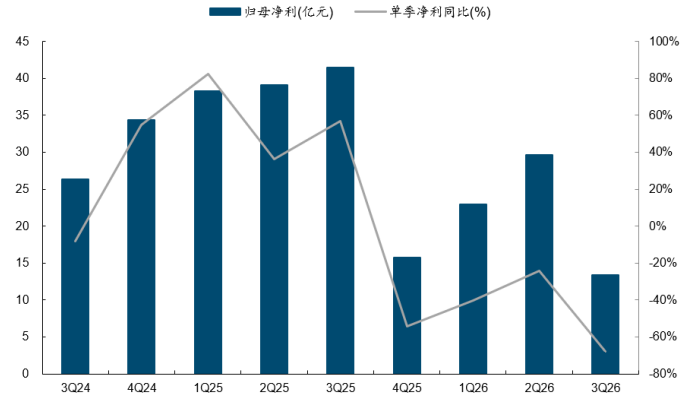
10 月底以来，三季报业绩风险落地与 2027 年出货展望共同推动股价阶段性反弹。三季报业绩压力释放后，市场开始重新定价明年业绩，同时公司在三季度交流中提出，2027 年储能出货可能接近翻倍，为市场提供新的增长预期。我们认为，后续重估的关键，是储能项目盈利及美国政策压力能否持续改善，并推动 2027 年业绩预期上修。

图表 46：公司毛利率于 26Q3 出现下降



来源：Choice，国金证券研究所

图表 47：从 25Q4 开始公司盈利压力进一步显现



来源：Choice，国金证券研究所

2.2 德业股份：从海外需求与盈利共振重估，到高增长兑现后的估值再平衡

德业股份股价经历了从季度盈利预期主导，到海外需求与盈利共振重估，再到高增长兑现后估值回落的过程。前期全年业绩高增未能形成持续重估，股价更关注相邻季度盈利变化；随后，欧洲补库、澳洲补贴及能源安全需求共同强化海外储能增长预期，叠加实际业绩加速兑现，推动盈利预期与估值同步上修；随着前期上涨较充分反映盈利增长，股价在业绩持续高增的同时出现估值回落。我们认为，后续股价表现的关键，将由 2026 年高增长的兑现转向海外需求持续性及工商储、电池包等业务增量能否推动 2027 年盈利预期进一步上修。

图表 48：924 以来德业股份股价表现与当期业绩相关性更大，估值在 20 倍上下波动



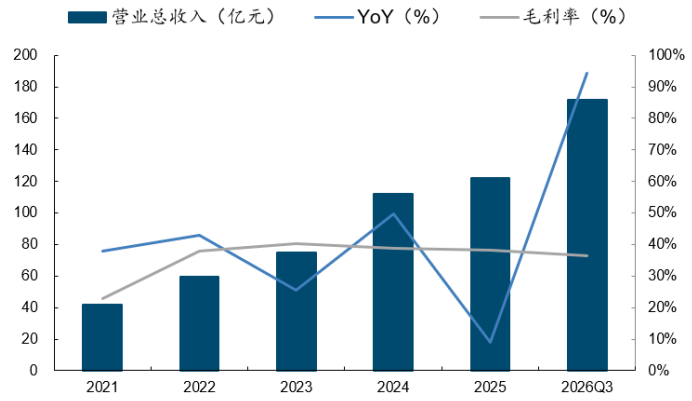
来源：Choice，公司公告，国金证券研究所；曲线为德业股份（605117.SH）相对沪深 300 的超额收益（以 2024 年 9 月 23 日收盘价为基准、前复权计算）；阶段划分依据真实股价走势划分，事件日期取公告披露日，数据截至 2026 年 11 月 10 日。

2024 年 9 月至 2025 年 7 月：全年业绩高增未带来持续重估，股价更关注相邻季度盈利变化。2024 年 9 月 24 日一揽子金融政策出台后，德业股份股价跟随市场反弹，但此后未形成持续上涨趋势。公司 2024 年归母净利润同比增长 65.29%，其中包含前一年低基数的影响。尽管 2025Q1 业绩延续较快增长，市场对后续盈利增速放缓的担忧逐步升温，股价自 5 月起进一步调整。我们认为，这一阶段市场主要围绕当期及相邻季度盈利预期定价，尚未形成持续上修远期成长空间的共识，估值主要在 15—20 倍区间波动。

2025 年 8 月至 2026 年 5 月：海外需求放量与盈利加速共振，推动公司成长重估。随着前期盈利放缓预期逐步消化，欧洲补库、澳大利亚户储补贴及后续能源价格上涨共同强化海外储能需求预期，叠加 AIDC 相关业务预期，公司估值开始修复。进入 2026 年，能源安全诉求进一步增强，欧洲、中东及东南亚等区域的户用及工商业储能增长预期升温，并逐步通过公司业绩得到验证。2026Q1 公司实现营业收入 44.59 亿元、归母净利润 11.88 亿元，同比分别增长 73.77%、68.37%。我们认为，这一阶段上涨不仅来自当期业绩增长，更来自市场对未来盈利的上修及成长性估值的提升。

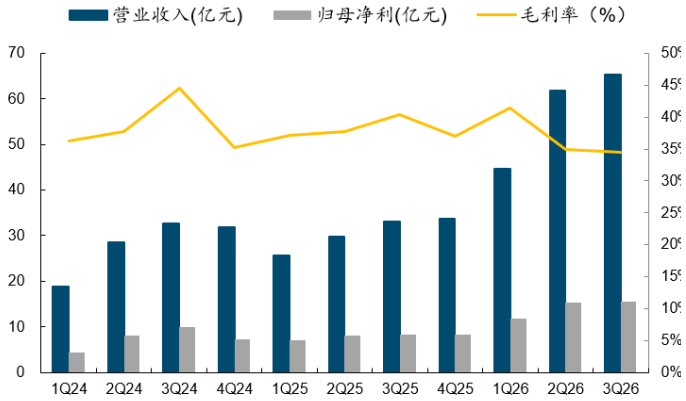
2026 年 5 月至 10 月：业绩持续高增，但盈利上修已提前反映，股价随板块估值回落。公司 2026H1 实现营业收入 106.41 亿元、归母净利润 27.17 亿元，同比分别增长 92.23%、78.53%，海外需求增长持续兑现。但由于年初至 5 月的上涨已较充分反映全年盈利上修预期，后续高增长兑现未能持续推动估值扩张，股价在高位跟随板块估值回落。前三季度公司实现营业收入 171.80 亿元、归母净利润 42.72 亿元，同比分别增长 94.20%、82.03%，三季报披露前后股价出现阶段性修复。我们认为，这一阶段的核心矛盾并非当期业绩问题，而是较高盈利预期兑现后，估值溢价有所收缩。对于后续股价能否持续走强，将更取决于海外需求及新业务增量能否推动 2027 年盈利预期进一步上修。

图表 49：德业股份收入规模持续扩张，2026 年前三季度营收同比增长 94%



来源：Choice，国金证券研究所

图表 50：2026 年德业股份单季度收入及利润高增，毛利率有所回落



来源：Choice，国金证券研究所

3、大储：政策与成本两大变量，寻找龙头盈利修复的触发点

3.1 美国政策：需求支持与供应链约束并行，关注市场准入及订单影响

全球储能政策正由单纯支持装机增长，逐步转向需求激励、供应链安全及本土产业发展并重。随着新能源装机占比提升及电力系统灵活性需求增加，储能在电力系统中的重要性持续提高，各国通过投资补贴、容量支持和长期收入保障等机制推动储能项目建设；与此同时，在能源安全及产业链本土化诉求推动下，主要市场相继强化储能产品贸易、供应链来源及技术合规等方面的要求。根据 IEA《State of Energy Policy 2026》，2025 年全球新增 45 项影响关键清洁能源技术贸易的政策措施（不含美国广泛关税措施），供应链安全及产业竞争力已成为能源政策的重要考量因素。

我们总结全球政策变化对储能企业的影响主要体现在三个方面：一是通过补贴、招标及收入保障机制影响项目投资收益率和实际需求释放；二是通过关税、供应链来源及产品认证要求影响企业的市场准入和订单获取；三是通过本地化制造、采购及交付要求改变项目履约成本及最终盈利。其中，需求支持政策有望扩大储能市场空间，而供应链及贸易限制可能提高部分企业进入当地市场的门槛，两大类政策并行意味着不同区域的市场竞争格局和盈利水平可能进一步分化。

美国储能政策由需求支持与进口成本约束，逐步向税收优惠资格、设备准入及供应链安全等多个维度延伸。 美国大储需求仍受到电力负荷增长、新能源并网及电网可靠性要求支撑，但相关项目能否采用特定供应商的储能产品，正在受到更加复杂的政策约束。一方面，48E 清洁电力投资税收抵免仍适用于符合条件的独立储能项目，基础抵免比例为 6%，满足工资及学徒要求等条件的项目可适用 30%的较高比例；45X 先进制造生产抵免继续支持符合条件的美国本土制造。另一方面，新增的受禁外国实体（PFE）相关要求，将税收优惠资格与供应链来源进一步关联。

图表 51：美国储能政策呈现需求激励、本土制造支持与供应链安全约束并行的特征

政策/措施	时间	政策类型	储能相关主要内容	当前影响
Section 48E Clean Electricity Investment Credit	2025 年起	需求端支持	Energy storage technology 可享投资税收抵免；基础 6%，满足工资和学徒要求后最高可达 30%，并存在本土含量等加成	维持储能项目经济性，同时提高采用本土制造设备的吸引力。
Section 45X Advanced Manufacturing Production Credit	2022 年设立、后续实施	制造激励	美国生产的合格电芯 35 美元/kWh；含电芯模块 10 美元/kWh；无电芯模块 45 美元/kWh	降低符合条件的美国本土电芯及模组生产成本，推动储能制造环节本土化。
Section 301 非动力锂离子电池关税	2026 年起	进口限制	HTS 8507.60.0020“其他锂离子电池”附加关税提高至 25%	提升相关进口电池成本，促进企业调整供应链及当地生

				产布局。
PFE / Material Assistance 规则、Notice 2026-15	2026 年	供应链来源约束	48E 储能项目及 45X 合格部件获得税收优惠时，需要满足 PFE 及 material assistance 相关规则	政策由生产地点进一步延伸至材料及部件来源。
EO 14421 大电力系统安全行政令	2026.8.26	设备及国家安全	BESS 被纳入 bulk-power system electric equipment；特定高风险外国设备及相关软件、远程访问能力可能被限制	尚非全面禁令，具体影响取决于 DOE 风险认定和后续实施规则。

来源：USTR，IRS（Notice 2026-15），Federal Register，OBBBA，国金证券研究所

美国储能需求增长与本土替代供应能力不足之间的矛盾，可能约束相关政策的实际执行节奏。根据 EIA 规划数据，2027 年美国仍有较大规模的储能项目计划投运，新增项目对储能电芯、系统集成及交付服务形成持续需求。与此同时，美国本土及盟友储能供应链正在加速建设，例如 LG Energy Solution 于 2025 年 5 月开始在美国密歇根州 Holland 工厂生产储能 LFP 电芯，规划年产能 16.5GWh；2026 年 8 月又宣布 Lansing 工厂开始生产，进一步扩大北美电池制造布局。我们认为，在替代产能尚未充分形成规模、成本及项目交付能力之前，美国对进口储能设备仍存在一定依赖，相关政策可能通过合规路径及实施安排兼顾本土产业发展与项目需求。但从中长期看，随着本土及盟友产能逐步爬坡，中国企业在美业务仍可能面临供应链替代及盈利空间收缩压力。

政策扰动已影响部分项目交付，但全球化业务布局有望为公司分散单一市场风险提供支撑。根据阳光电源 2026 年三季度投资者交流披露，公司 2025 年上半年签订的部分北美订单受关税政策影响，发货及收入确认有所延迟，2026Q3 美国业务交付节奏逐步恢复，同时欧洲大储业务保持较快增长。从收入结构来看，公司此前 2025 年 10 月披露，近年来美国业务收入约占总营收的 15%—20%；2025 年公司海外收入达到 539.92 亿元，占总营收的 60.54%，表明美国虽是重要海外市场，但并非公司全部海外收入来源。我们认为，未来美国政策对公司盈利的实际影响，关键在于非美市场的增长能否弥补美国业务潜在的订单及利润缺口。欧洲、中东、澳洲及拉美等市场储能需求持续释放，有望为公司海外业务增长提供支撑，展望 2027 年，若公司能够通过欧洲及新兴市场项目交付提速，维持全球储能收入及盈利增长，则美国政策扰动对整体业绩的影响有望减轻。

3.2 成本变化：锂价回落叠加退税调整，项目毛利率修复存在时滞

储能系统集成商通常面临销售价格与采购成本锁定时点不一致的问题，签单至采购阶段形成的价格变化是影响项目单位盈利的重要因素。大型储能项目通常经历合同签订、设备采购、生产发货及项目验收等环节，系统销售价格与电芯采购成本未必在同一时间锁定。对于采用固定价格合同、且签单时尚未锁定电芯成本的项目，若后续电芯采购价格下降，系统集成商有望保留部分采购价差，提升项目单位毛利；反之，若签单后原材料价格上涨，且合同缺乏有效的调价机制，则可能压缩盈利空间。对于已通过长协锁价、套期保值或成本联动条款控制风险的订单，价格波动的影响则相对有限。我们认为，系统集成商盈利不仅取决于原材料价格水平，更取决于系统报价、电芯采购及成本确认之间的时间差，以及企业自身的成本管理和定价能力。

图表 52：海外储能项目从签单至确认收入一般需要 6-9 个月

签单-确收	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
6个月	签单			采购-生产-运输-确收								
7个月	签单				采购-生产-运输-确收							
8个月	签单					采购-生产-运输-确收						
9个月	签单						采购-生产-运输-确收					

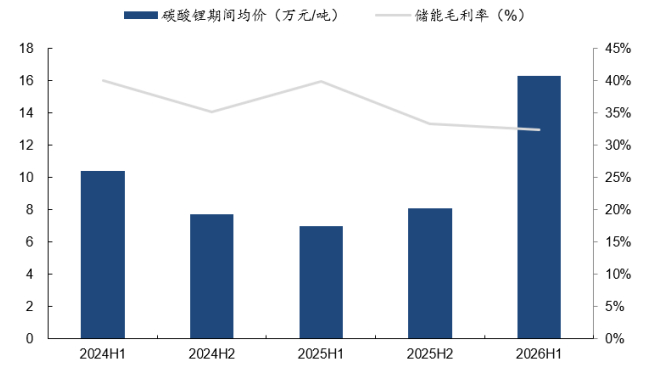
来源：国金证券研究所绘制

2026 年碳酸锂价格经历较大波动，但电芯市场报价并未与上游锂盐价格同步变化，系统集成环节的实际采购价差仍有不确定性。2026 年上半年，上游锂盐价格明显上涨，推动储能电芯报价上行。根据寻熵研究院统计，2026H1 国内储能电芯平均报价为 0.359 元/Wh，同比增长约 23%；同期 2 小时及 4 小时储能系统平均报价分别为 0.637/0.522 元/Wh，较 2025 年全年均价分别上涨 14%/13%。此后碳酸锂价格明显回落，SMM 最新数据显示，2026

年 11 月 12 日电池级碳酸锂现货均价为 9.065 万元/吨，但 11 月 6 日 314Ah 储能电芯周度均价仍为 0.3585 元/Wh。我们认为，电芯价格受到生产成本、供需关系及订单结构等因素共同影响，其变动幅度及节奏可能不同于碳酸锂现货价格。对系统集成商而言，更应关注实际采购电芯价格及系统销售价格之间的差额，而非仅观察上游锂盐价格变化。

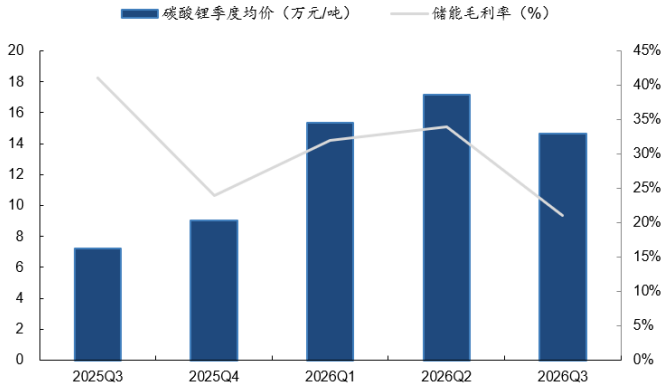
2026Q3 阳光电源储能业务收入环比增长，但毛利率及毛利额明显下降，前期采购成本上涨与海外项目确收周期错配是重要影响因素。根据阳光电源投资者交流披露，公司海外储能项目从发货到收入确认普遍需要半年左右，2026Q3 确收主要对应二季度及此前发货的项目，而当季发货将在后续季度逐步体现。因此，2026 年上半年高成本采购形成的订单，可能在下半年及后续季度继续影响营业成本；若下半年采购价格回落，对应降本效果也需要随着项目交付及确收逐步释放。根据公司 2026 年 10 月 30 日投资者交流披露，2026Q2/Q3 储能收入分别约 67/77 亿元，Q3 环比增长 14%，但毛利率由约 34%下降至约 21%，对应毛利额由约 22.8 亿元降至 16.2 亿元，环比下降约 29%，出口退税调整、汇率及运输费用变化进一步压缩盈利空间。

图表 53：碳酸锂价格波动影响储能系统盈利，成本传导存在一定时滞



来源：Choice，国金证券研究所

图表 54：2026Q3 碳酸锂价格回落，但储能系统毛利率进一步下降



来源：Choice，阳光电源投资者交流，国金证券研究所

展望 2027 年，前期高成本订单逐步消化有望推动储能盈利改善，但系统售价及出口税费变化可能对冲部分降本收益。随着碳酸锂价格回落逐步传导至电芯实际采购成本，低成本订单完成交付确收后，储能系统毛利率有望修复。2027 年 1 月 1 日起，列入政策清单的电池产品出口退税将取消，叠加系统价格竞争及其他材料成本变化，也可能会对盈利产生部分影响。我们认为，2027 年储能盈利修复的关键在于低成本采购批次的确收节奏，以及系统售价能否保持相对稳定。

3.3 盈利敏感性：电芯降本打开利润修复空间，降本兑现与项目确收决定兑现幅度

前期高成本项目逐步消化，2026 年高价签订订单有望在 2027 年集中确收，系统售价与采购成本的有利错配或推动储能业务盈利明显改善。根据阳光电源 2026 年 10 月 30 日投资者交流，公司 2026Q3 储能业务毛利率约 21%，较 Q2 的约 34%下降 13 个百分点，主要受到前期电芯采购成本上升、出口退税调整、汇率及运费等因素影响。考虑到海外储能项目从发货至收入确认普遍存在半年左右的时间差，原材料采购成本变化与项目收入确认之间存在一定时滞，2026Q3 较低毛利率并不必然代表公司长期盈利中枢。

值得关注的是，2026 年上半年碳酸锂价格上涨期间，储能系统市场报价亦有所抬升，而随着后续锂价明显回落，电芯采购成本具备下降空间。对于前期以相对较高价格签订、但采购成本尚未完全锁定的订单，若后续能够以较低价格采购电芯，并于 2027 年陆续完成交付及收入确认，则有望形成“较高售价锁定、较低成本采购”的有利价差，推动储能系统单位盈利改善。我们认为，相比 2026 年部分项目受到高成本电芯采购及确收周期错配的影响，2027 年随着前期较高报价订单逐步兑现，储能系统集成商有望迎来盈利修复的重要窗口。

测算框架上，综合考虑前期订单价格、后续电芯采购成本及项目确收结构变化，以单位经济性模型评估未来储能业务盈利修复空间。我们采用“单 Wh 售价—电芯成本—非电芯成本—出口税费”的测算口径，以阳光电源 2026Q3 约 21%的储能业务毛利率为参考基准。根据 SMM 数据，2026 年 11 月 20 日电池级碳酸锂现货均价约 9.145 万元/吨，314Ah 储能电芯周度均价约 0.3555 元/Wh，较 2026 年上半年原材料价格高点对应的成本水平明显下降。考虑到前期高价采购批次仍可能影响部分项目成本，我们依据历史锂价变化构建高成

本采购情景，依据 SMM 的相关研究，假设碳酸锂价格每变化 1 万元/吨，对应电芯理论制造成本变化约 0.006 元/Wh，据此估算前期高成本电芯参考价格约 0.421 元/Wh。随着后续采购成本逐步向当前市场水平靠拢，假设 2027 年低成本电芯采购批次在确收项目中的占比达到 75%，则组合加权电芯成本有望降至约 0.372 元/Wh（含税）。同时，考虑非电芯成本下降 4%，并纳入相关电池产品出口退税取消的潜在影响。上述采购成本、成本传导系数及项目确收比例均为研究假设，并非公司披露的实际采购或订单数据。

系统售价锁定水平是毛利率修复幅度的关键变量，基准情景下储能业务静态毛利率有望回升至约 30.5%。我们认为，2026 年上半年原材料上涨期间签订的部分订单，其合同价格可能已反映当时较高的成本水平，而后续采购成本下降未必需要同步传导至已锁定售价的订单。在 2027 年碳酸锂价格维持 9.145 万元/吨、低成本批次确收占比 75%的假设下，考虑到电芯价格距高点下降 15.55%，我们乐观情况下假设高价签的订单全部传导成本，即对应 27 年系统订单价格提高 8%左右，中性假设下系统价格提高 4%，保守假设下系统价格下降 2%，分别测算：

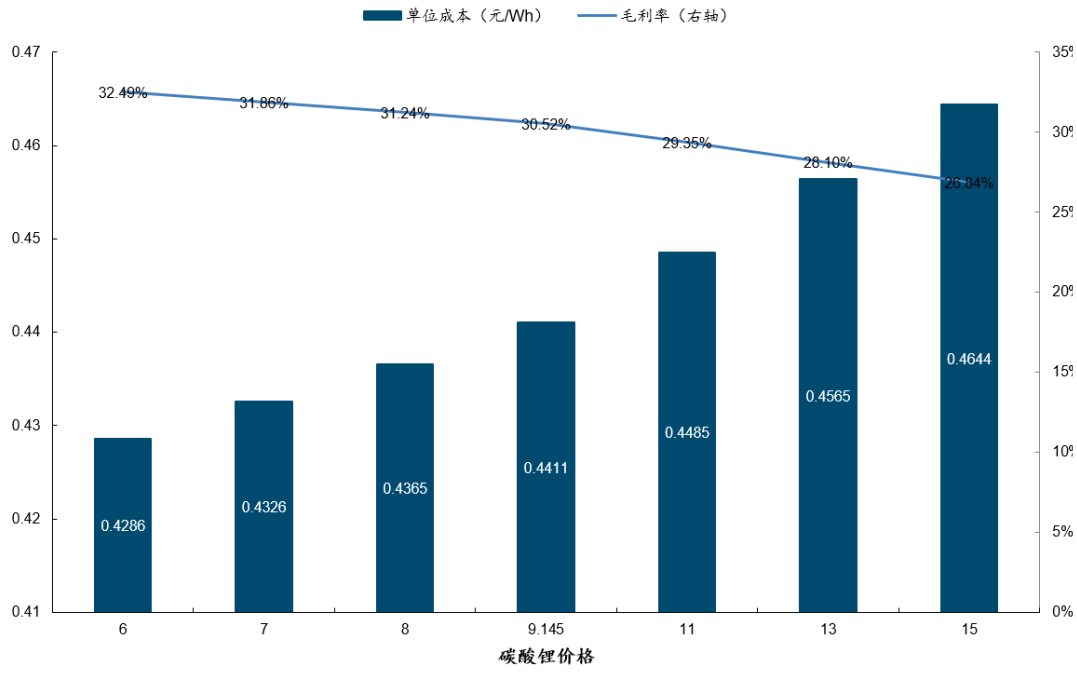
1）中性情景考虑单位售价较参考基准提高 4%，测算储能业务静态毛利率约 30.5%，较 2026Q3 提升约 9.5 个百分点；

‘2）乐观情景假设单位售价提高 8%，对应毛利率有望达到约 33.1%，较 2026Q3 提升约 12.1 个百分点；

3）保守情景假设单位售价下降 2%，对应毛利率约 26.3%，较 2026Q3 仍提升约 5.3 个百分点。

测算表明，在电芯采购降本逐步兑现的情况下，若前期较高价格订单能够顺利交付确收，并保持较好的系统定价能力，储能业务盈利具备较大的向上修复弹性。

图表 55：假设 2027 年系统售价在中性情景下，锂价变动对毛利率的影响

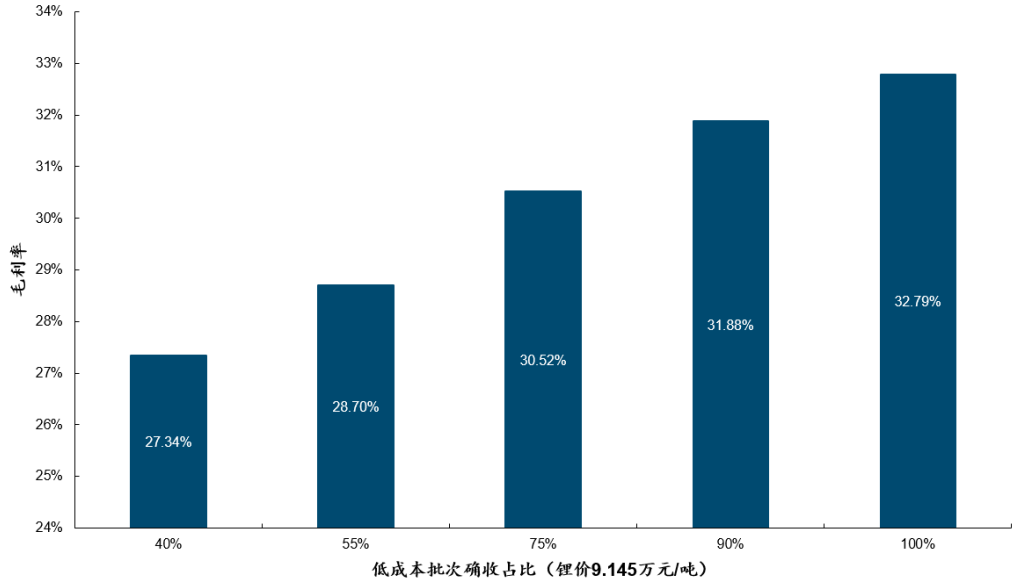


来源：SMM，寻熵研究院，阳光电源，国金证券研究所测算

低成本采购批次确收占比提升有望进一步释放盈利弹性，项目交付节奏与系统定价能力共同决定最终修复幅度。根据敏感性测算，在锂价 9.145 万元/吨、系统售价较参考基准提高 4%的中性假设下，若低成本电芯采购批次确收占比由 40%提高至 100%，储能业务静态毛利率可由约 27.3%提升至 32.8%；若保持 75%的低成本确收占比，锂价由 15 万元/吨下降至 6 万元/吨，对应毛利率可由约 26.8%提升至 32.5%。我们认为，储能系统盈利修复不仅取决于原材料价格回落幅度，更取决于企业能否保留前期高价订单与后续低成本采购之间形成的价差，以及相关订单何时完成交付及收入确认。考虑到公司 2026 年前三季度储能发货约 41GWh，其中 Q3 发货约 17GWh，海外项目确收仍存在一定滞后，2027 年随着前期订单逐步进入收入确认阶段，储能业务盈利改善有望逐步体现。展望 2027 年，储能系统集成商有望受益于前期高价订单兑现与采购成本回落形成的阶段性盈利改善机会，但实际修复幅度仍存在不确定性。对于具备较强海外订单获取能力、供应链管理能力和系统定

价能力的头部企业，若能够在锁定较高合同售价的同时实现后续采购降本，则有望更充分地留存原材料价格下降带来的收益。

图表 56：假设 2027 年系统售价在中性情景下，低成本采购批次确收占比提升对毛利率的影响



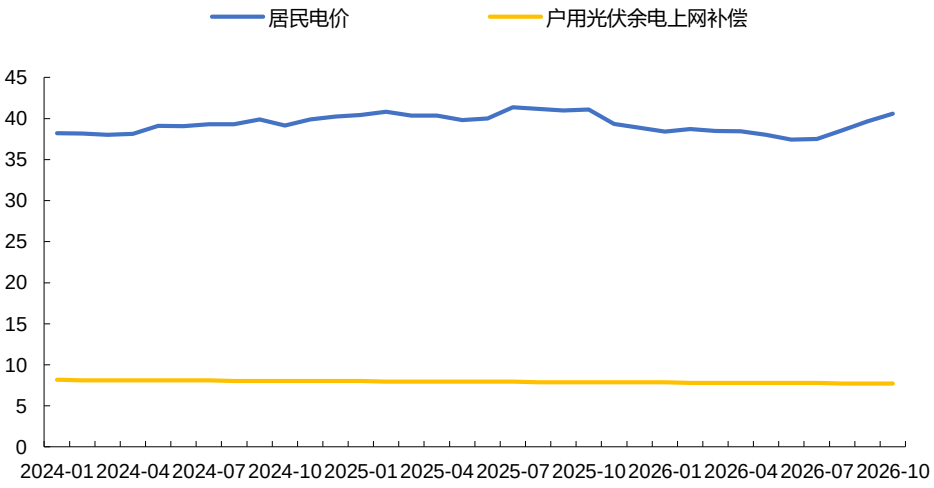
来源：SMM，阳光电源，国金证券研究所测算

4、户储：聚焦区域政策与用能经济性，把握细分市场变化

4.1 区域变化：欧洲自发自用、澳洲补贴及新兴市场备电需求形成差异化驱动

欧洲居民电价虽较能源危机高点有所回落，但购电价与光伏余电上网补偿之间仍存在较大差额，存量光伏加装储能具备经济性基础。根据德国联邦统计局数据，2026H1 德国居民平均购电价格为 37.97 欧分/kWh，较 2025H2 下降 6.4%，但仍较 2021H1 高 16.4%。与此同时，根据德国联邦网络局规定，2026 年 8 月至 12 月新投运、装机规模不超过 10kW 且采用部分余电上网模式的屋顶光伏项目，上网补偿标准为 7.70 欧分/kWh。以两者作为市场观察值，居民购电与余电补偿之间存在约 30 欧分/kWh 的价差，为提高光伏自发自用比例提供了经济性基础。我们认为，欧洲户储增长的核心驱动正由能源危机期间的高电价刺激，逐步转向存量光伏加装及家庭用能优化，未来需求更取决于储能系统成本下降能否缩短增量投资回收期。

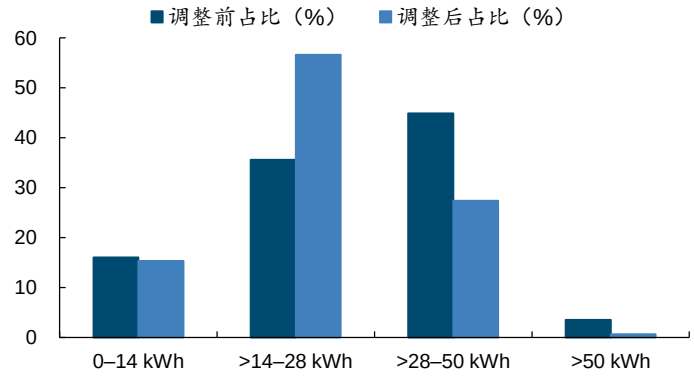
图表 57：德国居民平均购电价格明显高于光伏余电上网补偿（欧分/kWh）



来源：HEPI，Bundesnetzagentur，国金证券研究所

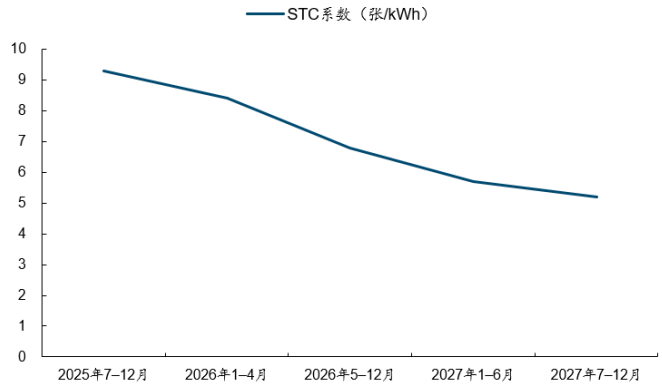
澳大利亚补贴政策持续支持户储安装，但 2026 年容量分档及补贴系数调整，已使终端需求节奏和产品结构发生变化。澳大利亚自 2025 年 7 月实施 Cheaper Home Batteries Program，针对符合条件的光伏配套电池提供安装补贴。2026 年 5 月 1 日起，政府将 STC 补贴系数由此前的 8.4 下调至 6.8，并根据可用电池容量实行分档计算：前 14kWh 适用 100%系数，14-28kWh 部分适用 60%，28-50kWh 部分适用 15%；2027 年上、下半年补贴系数将进一步调整至 5.7/5.2。根据澳大利亚 Clean Energy Regulator 统计，2026Q2 获批储能安装约 11.1 万套、3.6GWh，其中 4 月安装约 7.8 万套、2.8GWh，明显高于此前平均水平；5 月政策调整后，平均安装容量由 4 月约 36kWh 下降至 5—6 月约 23kWh。我们认为，补贴下调不仅引发部分需求提前释放，也将改变居民对电池容量及投资回收期的选择。展望未来，澳洲户储需求仍有政策支持，但后续增长更需要通过补贴调整后的实际安装量与终端系统价格变化验证。

图表 58：澳洲补贴调整前后，电池安装容量结构明显变化



来源：Clean Energy Regulator，国金证券研究所

图表 59：2026—2027 年澳洲户储 STC 补贴系数持续退坡



来源： DCCEEW《Cheaper Home Batteries Program》，国金证券研究所

部分新兴市场的户储需求更多体现为供电保障及能源成本替代，与欧洲自发自用模式存在明显区别。对于电网供电稳定性不足、居民或小工商用户配置柴油发电机的地区，户储能够利用光伏或低价电力充电，在停电期间替代部分柴油发电，除电费节省外还具有备用电源价值。与此同时，分布式光伏上网结算政策变化也可能影响储能配置意愿。例如巴基斯坦 NEPRA 于 2026 年 2 月实施《Prosumer Regulations, 2026》，规定居民分布式发电上网电量按照国家平均购电价格计价，而购电仍执行适用零售电价，改变了部分用户的光伏收益计算方式。我们认为，购售电价差扩大可能提升本地消纳价值，但户储实际经济性仍取决于电池价格、停电时长及可用于充电的电量，不能仅凭政策变化直接判断销量增长。对于亚非拉市场，应优先选择具备可靠终端电价、停电数据及企业订单证据的国家进行重点跟踪。

4.2 经济性测算：购售电价差、补贴及柴油替代成本决定回收期

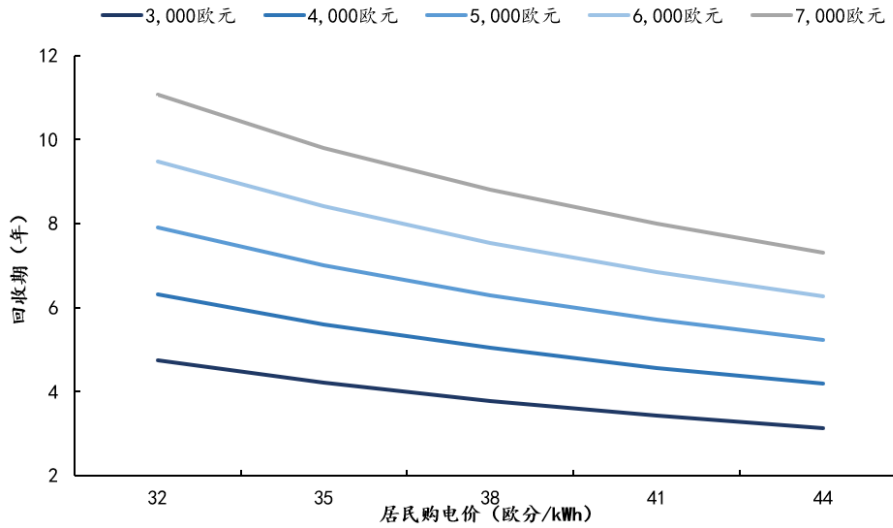
户储终端经济性具备持续改善基础，系统降本与多元应用场景有望共同支撑 2027 年全球户储需求增长。尽管主要市场的电价与政策环境出现变化，但户储投资价值并未随能源危机缓和或补贴退坡而消失。德国居民购电价格与光伏余电上网补偿之间仍存在较大差额，随着储能安装成本下降，光伏加装电池的增量回收期有望进一步缩短；澳大利亚户储补贴虽逐步退坡，但政策支持仍在持续，系统价格下降有望部分或全部对冲补贴减少，维持终端投资吸引力；部分新兴市场则凭借备用供电及高成本燃油发电替代需求，为户储提供差异化增长空间。我们认为，2027 年户储需求仍具备较强的经济性支撑，行业增长动力正由阶段性能源价格及政策刺激向系统降本、家庭能源管理及能源替代价值驱动转变。基于不同地区的收益形成机制，我们分别构建德国自发自用、澳洲补贴及 VPP、巴基斯坦能源替代经济性模型，进一步测算系统成本、终端电价及政策变化对居民投资回报的影响。

德国户储经济性主要来自光伏余电本地消纳产生的增量节省，电池安装成本及有效使用次数决定投资回收期。根据德国联邦统计局数据，2026 年上半年德国居民平均购电价格为 37.97 欧分/kWh；根据德国联邦网络局公布的 EEG 补偿标准，2026 年 8—12 月新投运、装机不超过 10kW 且采用部分余电上网模式的屋顶光伏项目，上网补偿标准为 7.70 欧分/kWh。考虑到储能充放电存在损耗，我们按照“避免购电费用—放弃的余电上网收益”计算电池单位增量价值，即居民购电价减去上网补偿除以往返效率。假设电池容量 10kWh、放电深度 90%、年有效循环 300 次、往返效率 90%，对应每年向家庭负荷释放电量 2,700kWh，每单位放电增量价值约 0.294 欧元/kWh，年度增量收益约 794 欧元。在 4,000 欧元的同步加装

投资假设下，静态回收期约 5.0 年；若存量光伏后装涉及逆变器、配电及安装改造，假设电池总增量投资提高至 6,500 欧元，则静态回收期延长至约 8.2 年。

德国户储回收期对系统成本及有效循环次数较为敏感，终端设备降价有望部分对冲居民电价回落带来的收益压力。根据测算，在其他条件不变的情况下，10kWh 电池年有效循环由 300 次下降至 250 次时，年度增量收益将由约 794 欧元降至 662 欧元，6,500 欧元后装情景的静态回收期由约 8.2 年延长至 9.8 年。若 2027 年后装总成本较基准下降 15%至约 5,525 欧元，在 300 次循环假设下，回收期可缩短至约 7.0 年；若实际只能实现 250 次有效循环，回收期仍约 8.3 年。若进一步假设居民购电价较 2026H1 下降 3 欧分/kWh，同时年循环次数降至 250 次，即使后装成本下降 15%，静态回收期仍将达到约 9.3 年。我们认为，2027 年欧洲户储经济性仍具备改善空间。

图表 60：德国存量光伏加装 10kWh 电池：回收期对购电价与装机电价的敏感性



来源： Destatis、BNetzA、PV Magazine，国金证券研究所测算。注：居民电价 37.97 欧分/kWh、余电上网 7.70 欧分/kWh、10kWh 系统约 4,000 欧元；年放电量 2,700kWh

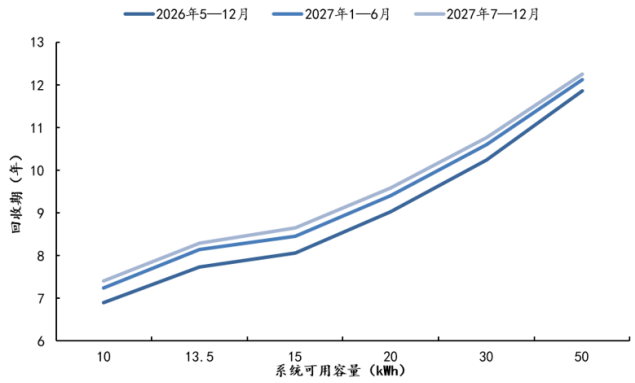
澳洲户储经济性的核心变量由补贴支持转向补贴退坡与系统价格下降的相对幅度。根据澳大利亚政府公布的 Cheaper Home Batteries Program，2026 年 5—12 月户储 STC 系数为 6.8，2027 年上、下半年分别下降至 5.7 和 5.2；2026 年 5 月起，14kWh 及以下容量适用完整补贴系数，14—28kWh 增量容量适用 60%，28—50kWh 增量容量适用 15%。我们选取 13.5kWh 户储系统作为代表，假设补贴前终端安装价格为 1,100 澳元/kWh、STC 证书价值为 38.64 澳元/张，则 2026 年 5—12 月可获得 91 张 STC，理论补贴约 3,516 澳元，补贴后净投资约 11,334 澳元。在系统报价保持不变的情况下，2027H1 及 H2 可获得的理论 STC 数量分别下降至 76 张和 70 张，补贴后净投资分别上升至约 11,913 澳元和 12,145 澳元，较 2026 年 5—12 月分别增加约 580 澳元和 811 澳元。按照上述价格假设，若终端系统补贴前售价分别下降约 3.9%和 5.5%，即可抵消 2027 年上、下半年对应的补贴退坡影响。展望 2027 年，尽管联邦 STC 补贴系数继续退坡，但随着产品竞争及系统成本优化，终端安装价格仍存在进一步下降空间。我们认为，补贴支持与系统降本有望共同维持澳洲户储投资吸引力。

图表 61：2026-2027 年澳洲户储 STC 补贴持续退坡，不同容量系统可获证书数量下降（张）

可用容量（kWh）	2026 年 5—12 月	2027 年 1—6 月	2027 年 7—12 月
10.0	68	57	52
13.5	91	76	70
15.0	99	83	75
20.0	119	100	91
30.0	154	129	118
50.0	174	146	133

来源：DCCEEW，STC Trader，国金证券研究所测算

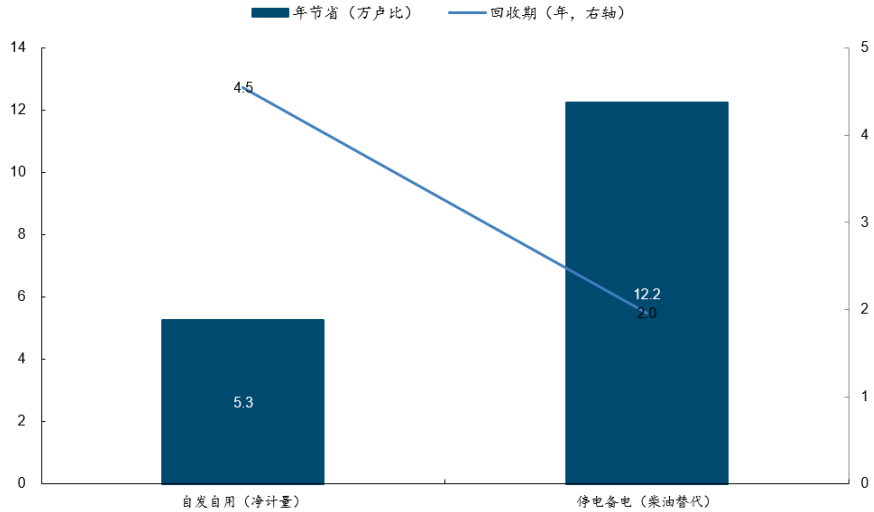
图表 62：澳大利亚：系统容量档位与 STC 退坡对不同电池容量系统回收期的影响



来源：DCCEEW（STC 系数），STC Trader（38.64 澳元/张），AER（居民电价 29—32 澳分/kWh、上网电价约 5 澳分/kWh），国金证券研究所测算

对于供电不稳定且实际使用柴油发电机的用户，储能有望通过替代高成本备用发电获得更高的单位经济价值。我们进一步以巴基斯坦 5.12kWh 户储系统为例，假设居民每天停电 6 小时，停电期间平均关键负荷 0.5kW，则每日需要保障的用电量约 3kWh，低于电池每日可用放电量，模型按照负荷需求约束计算实际替代电量。以 2026 年 11 月 13 日高硫柴油零售参考价格 360 卢比/升、柴油机组单位发电油耗 0.35 升/kWh 及可变运维费用 12 卢比/kWh 计算，柴油发电单位成本约 138 卢比/kWh。假设储能 50%的充电量来自电网、其余由既有光伏提供，电网购电价 47.2 卢比/kWh、综合效率 90%，则每释放 1kWh 储能电量的加权充电成本约 26.2 卢比，替代柴油发电的单位净节省约 111.8 卢比。在全年每日均发生相应停电且具备充电条件的基准假设下，年有效替代电量约 1,095kWh，年度节省约 12.24 万卢比，对应 24 万卢比电池投资的静态回收期约 2.0 年。

图表 63：巴基斯坦：自发自用型与备电（柴油替代）型的年节省与回收期



来源：NEPRA，OGRA，DISCO 停电日程，国金证券研究所测算。注：零售电价 47.2 卢比/kWh、NAEPP 8.13 卢比/kWh、HSD 360 卢比/L。

总体来看，户储需求增长的经济性基础并未减弱，2027 年系统降本有望推动部分区域投资回报进一步改善。德国市场在居民购售电价差仍然较大的情况下，终端储能价格下降有望持续缩短光伏加装电池的增量投资回收期；澳大利亚市场虽面临补贴系数退坡，但系统降本有望维持终端净投资吸引力；部分弱电网市场在柴油发电成本较高、供电可靠性不足的情况下，储能替代传统备用电源仍具备一定经济性。我们认为，2027 年全球户储需求有望受益于系统成本下降及多元应用场景拓展，但不同市场增长节奏可能分化。后续需重点跟踪终端系统报价、补贴调整后实际安装量及渠道订单变化，以验证经济性改善向企业收入和盈利增长的传导。

5、投资建议

我们认为，2027 年全球储能行业有望延续高景气，投资逻辑将由需求增长逐步转向订单兑现与盈利改善。国内独立储能市场化机制持续完善，欧美大储及新兴市场项目加速交付，为行业需求提供支撑；同时，电芯成本回落有望逐步传导至系统集成环节，推动企业盈利修复。建议重点关注大储盈利修复与户储多区域需求增长两条主线。

（1）大储：关注海外订单放量与盈利修复

全球大储需求有望持续增长，海外市场逐步进入规模化建设及交付阶段，中国企业凭借产业链配套、制造能力及成本优势，有望持续拓展海外市场。但随着美国贸易限制及海外供应链本土化要求提升，企业竞争力将更多取决于全球化布局、客户资源及项目交付能力。

我们认为，2027 年大储投资的核心在于订单增长与盈利修复能否形成共振。一方面，海外项目持续交付有望带动系统集成业务规模增长；另一方面，随着前期高成本订单逐步消化，低成本电芯采购批次陆续进入交付及确收阶段，系统集成商单位盈利有望改善，但实际修复幅度仍取决于成本传导、系统售价及项目确收节奏。此外，随着储能项目规模提升及电网稳定性要求提高，构网型 PCS、大容量储能及系统控制技术有望带来新的结构性机会。建议关注具备全球化布局、垂直一体化能力及技术优势的企业，包括阳光电源、阿特斯、盛弘股份、海博思创、上能电气、科华数据等。

（2）户储&逆变器：关注欧洲需求修复与新兴市场增量

全球户储需求正由欧洲单一区域驱动向多区域经济性驱动转变。欧洲居民购售电价差仍为光伏配储提供经济性基础，系统成本下降有望进一步缩短投资回收期；澳大利亚市场虽然面临补贴退坡，但系统降本有望部分对冲政策影响；亚非拉等新兴市场则受益于电网稳定性不足、柴油发电替代及备用供电需求，具备较大的市场拓展空间。

我们认为，2027 年户储行业增长基础仍然较好，但不同区域的政策环境、终端经济性及渠道库存存在差异，企业表现将进一步分化。建议关注具备全球化渠道布局、差异化产品矩阵、品牌认可度及本地化服务能力的企业，包括德业股份、思格新能、固德威、锦浪科技、科士达、禾迈股份、昱能科技等。

图表 64：储能相关公司估值表（截至 2026 年 11 月 24 日）

代码	名称	总市值（亿元）	股价（元）	归母净利润（亿元）					市盈率PE（倍）				
				2024A	2025A	2026E	2027E	2028E	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
300274.SZ	阳光电源	1,526.3	73.62	110.36	134.61	112.00	147.02	178.14	13.8	11.3	13.6	10.4	8.6
300750.SZ	宁德时代	10,521.0	227.37	507.45	722.01	902.40	1083.26	1300.50	20.7	14.6	11.7	9.7	8.1
300827.SZ	上能电气	132.9	23.88	4.19	4.63	6.39	9.11	11.35	31.7	28.7	20.8	14.6	11.7
002335.SZ	科华数据	169.5	22.43	3.15	4.18	7.22	8.79	11.93	53.8	40.6	23.5	19.3	14.2
300693.SZ	盛弘股份	95.3	30.46	4.29	4.76	6.08	7.88	9.84	22.2	20.0	15.7	12.1	9.7
603063.SH	禾望电气	84.3	18.14	4.41	5.31	4.26	5.89	7.74	19.1	15.9	19.8	14.3	10.9
688663.SH	新风光	63.4	32.47	1.74	0.95	2.57	4.12	6.02	36.4	66.4	24.7	15.4	10.5
603105.SH	芯能科技	34.6	6.91	1.94	2.01	2.08	2.10	2.36	17.8	17.2	16.6	16.5	14.6
002518.SZ	科士达	142.7	24.51	3.94	6.11	7.31	10.58	13.70	36.2	23.4	19.5	13.5	10.4
300763.SZ	锦浪科技	167.7	42.28	6.91	7.43	8.74	12.83	17.24	24.3	22.6	19.2	13.1	9.7
688390.SH	固德威	97.9	40.27	-0.62	1.35	5.96	8.89	11.41	-158.4	72.6	16.4	11.0	8.6
605117.SH	德业股份	983.6	77.25	29.60	31.71	57.57	73.68	87.33	33.2	31.0	17.1	13.4	11.3
688032.SH	禾迈股份	68.7	55.34	3.44	-1.61	-2.47	1.01	3.54	19.9	-42.6	-27.8	67.8	19.4
688348.SH	昱能科技	36.5	23.59	1.40	-1.34	-2.25	0.48	1.29	26.0	-27.1	-16.2	76.7	28.4
688063.SH	派能科技	77.2	31.48	0.41	0.85	2.06	3.08	4.58	187.9	91.2	37.5	25.1	16.9
688411.SH	海博思创	266.4	146.00	6.48	9.51	19.13	31.33	40.85	41.1	28.0	13.9	8.5	6.5
300014.SZ	亿纬锂能	986.6	44.69	40.76	41.34	72.53	99.84	123.11	24.2	23.9	13.6	9.9	8.0
688717.SH	艾罗能源	48.7	30.43	2.04	1.21	4.00	6.86	9.46	23.9	40.3	12.2	7.1	5.1

来源：iFinD，国金证券研究所；注：盈利预测均为 iFinD 一致预期，总市值、股价截至 2026 年 11 月 24 日收盘。

6、风险提示

全球储能需求增长不及预期风险：储能项目经济性受到电价机制、项目建设成本、融资利率及新能源装机等因素影响。若主要市场电力需求增长、储能收益机制完善或新能源项目建设进度不及预期，可能导致全球储能新增装机低于预期，进而影响产业链企业的订单增长及业绩表现。

国际贸易环境恶化及海外政策变化风险：近年来，美国、欧洲等主要市场持续调整储能相关关税、税收抵免及供应链合规要求。若后续相关政策进一步收紧，或实施细则增加企业合规成本，可能影响中国储能企业在部分海外市场的订单获取、供应链采购及产品交付。

同时，若海外本地化制造成本高于预期，也可能对企业盈利能力产生不利影响。

行业竞争加剧及盈利能力下降风险：随着储能电芯、系统集成及逆变器等环节产能持续扩张，行业竞争可能进一步加剧。若部分企业通过持续降价争夺订单，或电芯及其他原材料成本上涨无法及时向下游传导，可能导致相关企业毛利率下降、盈利能力不及预期。

海外项目交付及订单兑现不及预期风险：海外大型储能项目从签约到投运涉及设备生产、国际物流、现场施工、并网调试及验收等多个环节。若项目融资、建设进度、供应链配套或电网接入不及预期，可能导致项目延期、订单取消或额外履约成本增加，进而影响相关企业收入确认、现金流及盈利表现。

户储政策调整及海外渠道需求不及预期风险：户用储能需求受到当地补贴政策、电价水平、光伏配储经济性及终端消费能力等因素影响。若主要市场补贴退坡快于预期，或渠道库存上升、终端需求恢复不及预期，可能导致户储及逆变器企业出货放缓，并对产品价格及盈利能力产生压力。

汇率波动及海外经营风险：储能产业链企业海外收入占比较高，若汇率出现大幅波动，可能导致汇兑损益变化。此外，海外制造基地建设、当地运营费用及跨境供应链管理等因素，也可能增加企业经营成本并对业绩造成不利影响。

行业投资评级的说明：

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；

增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；

中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；

减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。

特别声明：

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级（含 C3 级）的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海
电话：021-80234211
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn
邮编：201204
地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号紫竹国际大厦 5 楼

北京
电话：010-85950438
邮箱：researchbj@gjzq.com.cn
邮编：100005
地址：北京市东城区建内大街 26 号新闻大厦 8 层南侧

深圳
电话：0755-86695353
邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：518000
地址：深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心 18 楼 1806

【小程序】
国金证券研究服务

【公众号】
国金证券研究